



W5: Information production surface et bilan matière

Formation certifiante en Management de la chaine de valeur de l'EP et Ingénierie pétrolière – *Du 08 Janvier au 12 Janvier 2017*



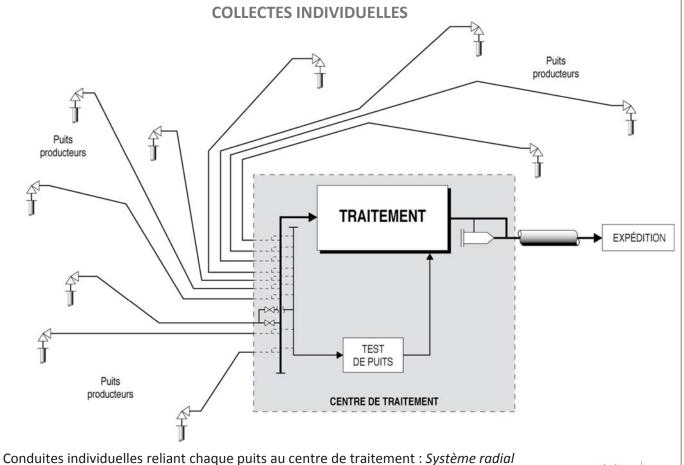
Buts des traitements sur champs et installations de production



Installations de traitement sur champs - objectifs

- ► SATISFAIRE LES SPÉCIFICATIONS CLIENTS POUR LES PRODUITS LIVRÉS
 - ENLEVER LES COMPOSANTS INDÉSIRABLES
 - POUR AVOIR DES PRODUITS STABLES ET MESURABLES
 - POUR ASSURER LE TRANSPORT EN SÉCURITÉ
- ► RESPECTER LES RÉGLEMENTATIONS
 - GÉRER LES DÉCHETS & REJETER DANS LE MILIEU NATUREL SANS POLLUER
- OPTIMISER LA RECUPÉRATION DES HYDROCARBURES
 - PRENDRE EN COMPTE L'ÉVOLUTION DES PARAMÈTRES RÉSERVOIR

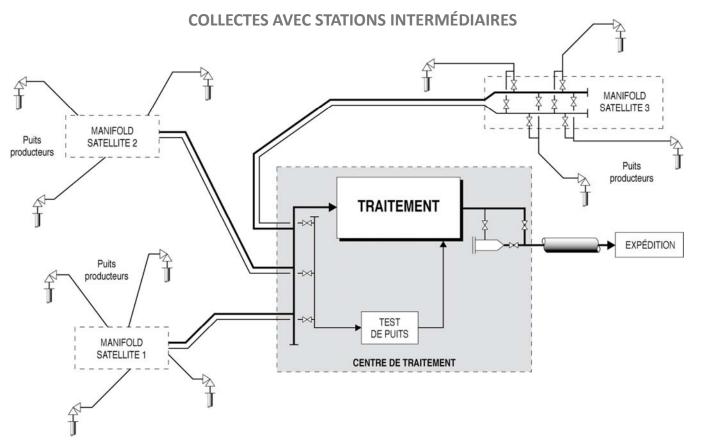
Forme du réseau de collecte



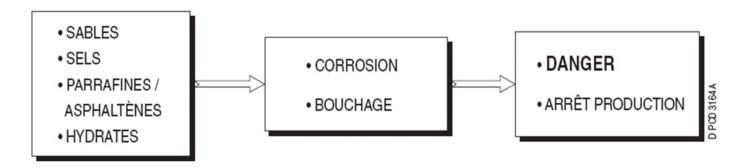
EP 20050_b_F_ppt_00 Généralités Traitements - Spécifications

IFPTraining

Forme du réseau de collecte



Conduites individuelles reliant les puits à des stations intermédiaires puis collecteurs jusqu'au centre de traitement



EP 20050_b_F_ppt_00 Généralités Traitements - Spécifications



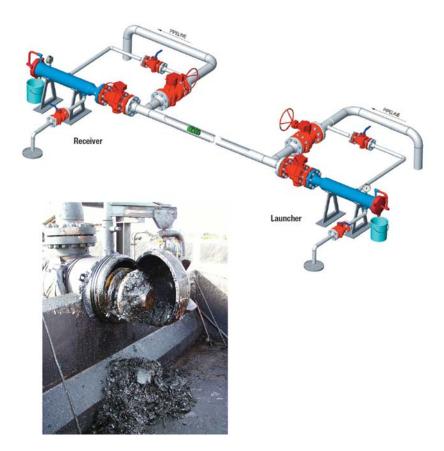
Raclage et injection de produits chimiques

- Utilisation de racleurs
 - Fréquence à adapter





- Injection de produits chimiques
 - Dispersants pour diminuer la prise en bloc et l'adhérence sur les parois des composants lourds (paraffines, asphaltènes ...)



Hydrates

- ► Formation de cristaux d'hydrates
 - Présence Eau
 - Présence HC légers
 - Température basse et Pression élevée (par exemple refroidissement < 15-25°c pour P > 30 bars)
- ▶ Problème majeur pour production et transport de gaz
- ► Injection d'inhibiteur







EP 20050_b_F_ppt_00 Généralités Traitements - Spécifications

Problèmes générés par certains constituants

- **CONSTITUANTS LÉGERS DANS BRUT ET CONDENSATS**
- **EAUX**
- **▶** SELS
- **▶** H2S
- **▶ CONSTITUANTS LOURDS DANS GAZ DISTRIBUÉS OU TRANSPORTÉS**

Constituants – Problèmes – Spécifications huile

Les gaz : constituants légers (Light Ends)

- Risque d'EXPLOSION
- Donc réduction de la quantité de gaz dissoute dans le brut qui est appréciée par la mesure de Tension de Vapeur REID TVR
- TVR (RVP) des bruts souvent limitée à 5 12 psi.a (1 bar = 14,5psi)

▶ L'eau

- Corrosion avec H2S ou CO2 et réduction des capacités transport et stockage
- Teneur en eau souvent limitée à 0,1 1% volume liquide

Les sels

- Corrosion équipements de traitements, de transport, de raffinage ...
- Teneur en sels souvent limitée à 40 60 mg/l équivalent NaCl

L'hydrogène sulfuré (H2S)

- Corrosion en présence d'eau libre et gaz extrêmement TOXIQUE
- Teneur en H2S dans le brut souvent limitée à 20-80 ppm masse

IFPTraining

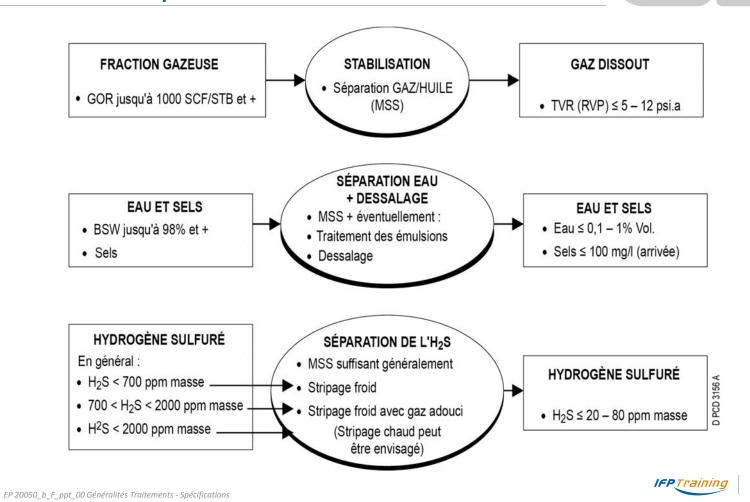
EP 20050_b_F_ppt_00 Généralités Traitements - Spécifications

Toxicité H2S

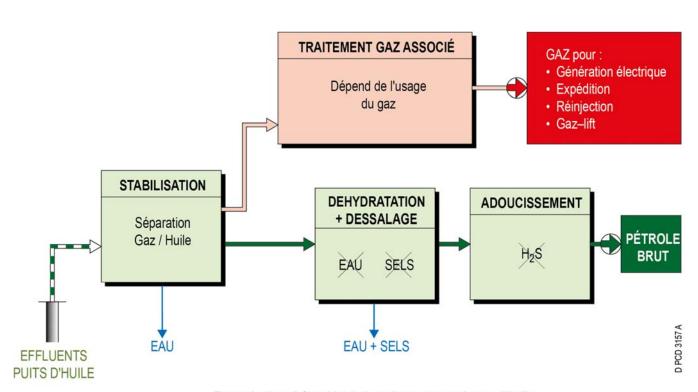
Concentration en H2S p.p.m.v.	Temps d'inhalation	Effets			
10		Seuil limite pour une inhalation prolongée			
50 - 100	1 heure	Légère irritation des yeux et des voies respiratoires			
200 - 300	1 heure	Vive irritation des yeux et des voies respiratoires Concentration maximum qui peut être inhalée pendant une heure, sans risque.			
500 - 700	1/2 à 1 heure	Etat d'inconscience. Mort.			
1 000 et plus	Quelques minutes	Etat d'inconscience. Mort.			

1 ppm vol = 1.5 mg/m 3 (n)

Traitements requis sur l'huile



Traitements huile



Exemple de schéma block de traitement sur champ d'huile

► L'hydrogène sulfuré (H2S) et autres gaz acides (CO2)

- Corrosion en présence d'eau libre et gaz extrêmement TOXIQUE
- En Europe, la teneur en H2S dans les gaz livrés à la consommation est limitée à 15 mg/Nm3 (14,2 mg/Nm3 = 10 ppm vol)

L'eau

- Corrosion avec H2S ou CO2, pertes de charge dans gazoducs et contributeur à la formation d'HYDRATES qui peuvent entraîner des bouchages
- Teneur en eau limitée et exprimée en général par une spécification de point de rosée eau des gaz qui est en France de -5°c à la pression maximale de service

Les constituants lourds

- Risques d'EXTINCTION de flamme, de bouchons liquides, d'erreurs de comptage...
- Teneur en condensats limitée et exprimée en général par une spécification de point de rosée HC des gaz qui est en France <-5°c de 1 à 80 bar.a

Autres impuretés

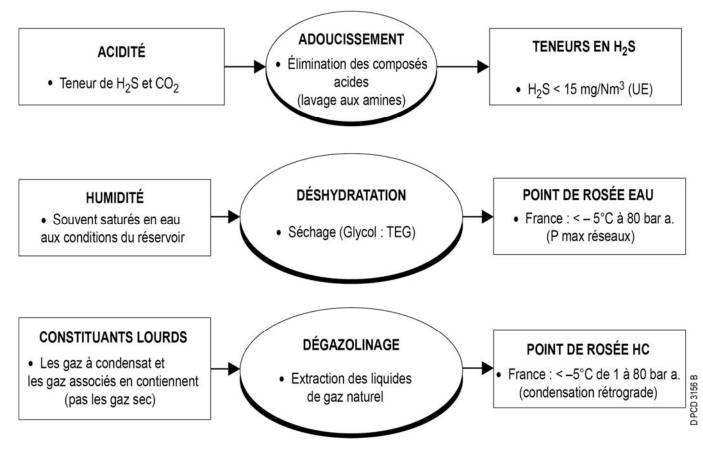
mercure

IFPTraining

EP 20050_b_F_ppt_00 Généralités Traitements - Spécifications

Résumé des problèmes pour traitements gaz

COMPOSANTS	PROBLÈMES
EAU	Hydrates (en présence d'eau libre)
	Point de Rosée Eau
GAZ ACIDES	Corrosion (en présence d'eau libre)
(H2S et/ou CO2)	Sécurité (teneur en H2S)
	Pouvoir Calorifique (teneur en CO2)
CONSTITUANTS LOURDS	Condensation (Pipe Line Gaz)
(C5+)	Point de Rosée Hydrocarbure
	Pouvoir Calorifique (Gaz trop riche)



EP 20050_b_F_ppt_00 Généralités Traitements - Spécifications

IFPTraining

Exemple de spécifications gaz

Spécifications des caractéristiques de gaz de consommation dans certains pays européens

Caractéristiques	Unités	Spécifications en Allemagne, Belgique, France, Pays-Bas
Pouvoir calorifique supérieur	kWh / m ³ (n)	11,6 ≤ PCS ≤ 12,8
Indice de Wobbe	kWh / m ³ (n)	14,2 ≤ W ≤ 15,5
Point de rosée eau	°C	≤ - 15 à 69 bar
Point de rosée hydrocarbures	°C	≤ - 7 de 1 à 69 bar
Hydrogène sulfuré	mg / m ³ (n)	≤ 15
Mercaptans	mg/m³(n)	
Soufre total	mg/m ³ (n)	≤ 150, moyenne an ≤ 120
Dioxyde de carbone	% volume	≤ 2,5
Oxygène	% volume	≤ 0,1
Température	. °C	- 10 ≤ T ≤ + 38
Pression	bar	

1 kWh = 3,6 MJ

► GAZ

- Contient des hydrocarbures, H2S ...
- En cas de rejet à l'atmosphère par évent ou par torche, RISQUE d'EMPOISONNEMENT/ASPHYXIE et RISQUE d'IMFLAMMATION/EXPLOSION dangereux pour les humains
- => L'utilisation d'ÉVENTS et TORCHES est réglementé
- => Des RÉGLES et ÉQUIPEMENTS de SÉCURITÉ sont mis en place

EAU DE PRODUCTION

- Contient des hydrocarbures
- En cas d'évacuation en mer ou rivières, RISQUE de POLLUER/PERTURBER le milieu animal et végétal
- => La teneur en HC est limitée par la loi

IFPTraining

EP 20050_b_F_ppt_00 Généralités Traitements - Spécifications

Traitements des eaux de rejet

Le problème de base consiste à déshuiler ces eaux qui sont principalement des eaux de formation ou des eaux de dessalage. Pour cela, on réalise généralement un déshuilage physique ou mécanique.

a - Décantation

La séparation de l'huile par simple décantation repose sur l'existence d'une vitesse ascensionnelle de gouttelettes d'huile dans l'eau en raison de la densité de l'huile inférieure à celle de l'eau. La vitesse est proportionnelle au carré du diamètre des gouttelettes d'huile et à la différence des densités entre les huiles et l'eau ; on trouve couramment des vitesses de 1 à 6 m/h.

b - Flottation

C'est une variante de la décantation qui consiste à accrocher des bulles d'air aux gouttes d'huile afin d'en accélérer la vitesse de remontée par abaissement considérable de la densité apparente du conglomérat huile/air.

c - Filtration sur matériau inerte

Elle concerne la filtration sur des matériaux granulaires inertes tels que le sable. Outre l'action de filtre vis-à-vis des matériaux solides en suspension, il se produit un processus de coalescence des fines gouttelettes d'huile entre elles.

Résumé des traitements

Nat	ure fluide	Operation	But
	non corrosif	Deshydratation	Eviter les hydrates
Gaz sec	contient H2S et/ou CO2	Deshydratation + adoucissement	idem + non corrosif
Gaz	Anhydre	Degazolinage	Fourniture gaz sec (récup. HC liquides)
humide	Hydraté	idem + deshydratation	idem + éviter les hydrates
Huile anhydre		Séparation 2 phases	Optimiser récupération huile dégazée et gaz sec
Uulla	Pas d'émulsion Pas de sel	Séparation 3 phases	Optimiser récupération
Huile hydratée	Emulsion	idem + deshydratation	huile dégazée et gaz sec
,	Presence de sel	idem + dessalage	idem + éliminer le sel 40 - 60 mg/l
Eau résiduelle		Deshuilage	Permettre rejet à l'environnement
Eau	d'injection	Filtration, desoxygènation, traitement chimique + pompage	Limiter corrosion et colmatage

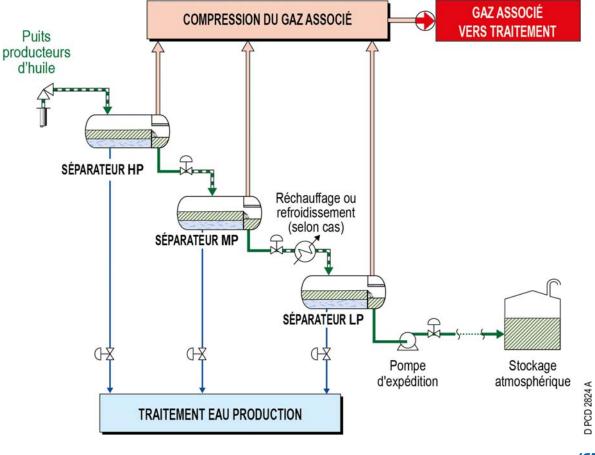
EP 20050_b_F_ppt_00 Généralités Traitements - Spécifications

IFPTraining

Schémas des principaux traitements huile et gaz



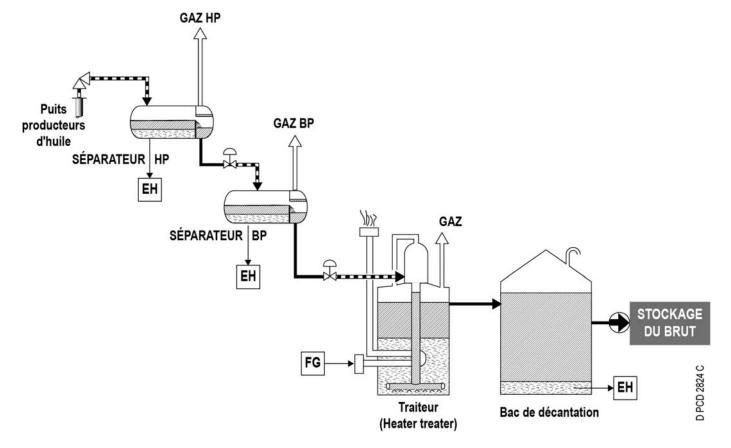
Stabilisation des bruts - Séparation multi-étagée



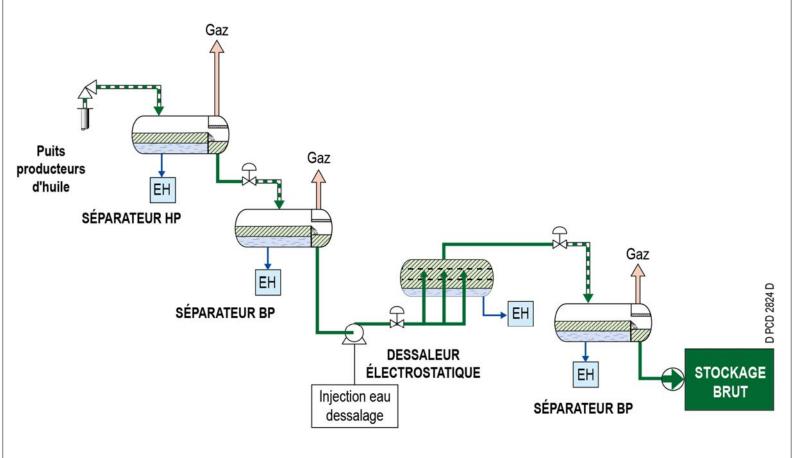
 $\textit{EP 20050_b_F_ppt_00 G\'{e}n\'{e}ralit\'{e}s \ \textit{Traitements} - \textit{Sp\'{e}cifications}$

IFPTraining

Stabilisation des bruts - Traiteur



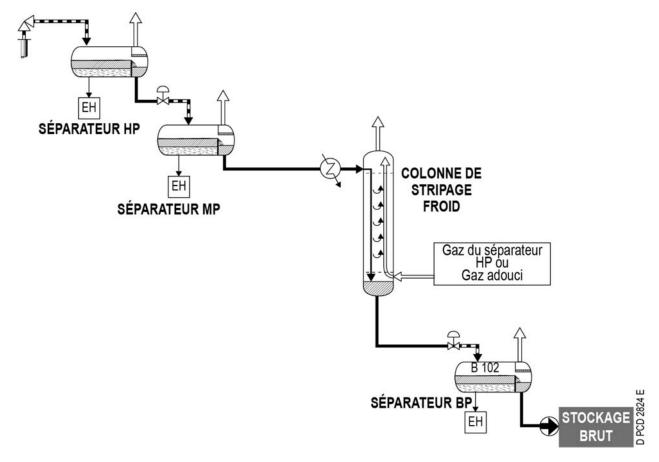
Déshydratation / Dessalage

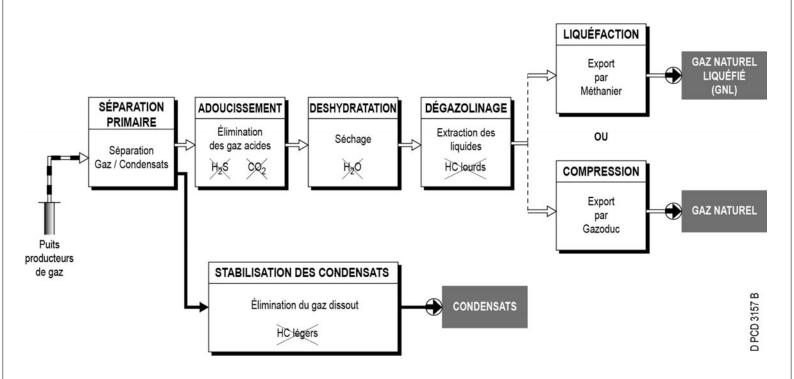


 $\textit{EP 20050_b_F_ppt_00 G\'{e}n\'{e}ralit\'{e}s \ \textit{Traitements} - \textit{Sp\'{e}cifications}$



Adoucissement des bruts - Stripage à froid

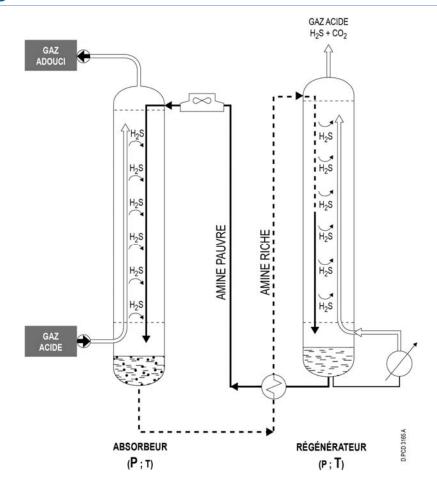




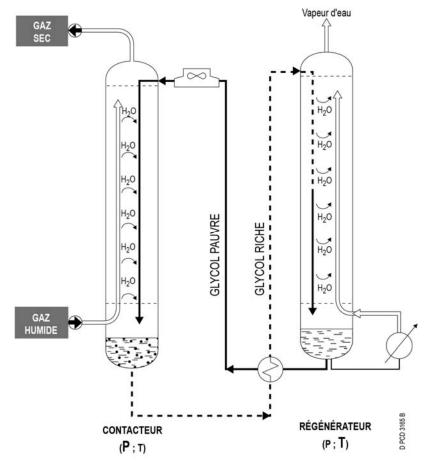
 $\textit{EP 20050_b_F_ppt_00 G\'{e}n\'{e}ralit\'{e}s \ \textit{Traitements} - \textit{Sp\'{e}cifications}$



Traitements gaz – Adoucissement aux amines



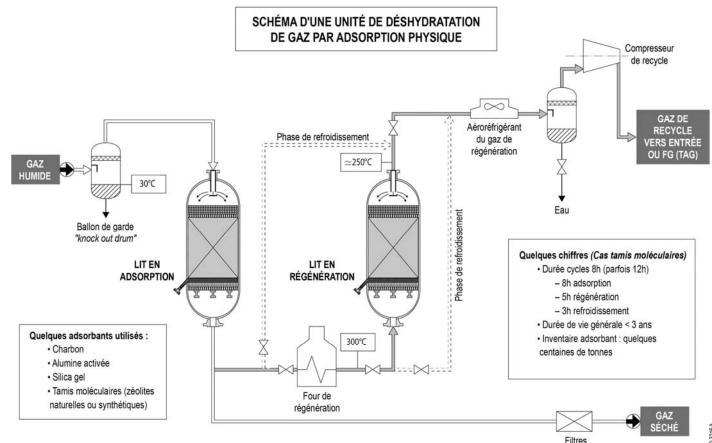
Traitements gaz – Déshydratation TEG

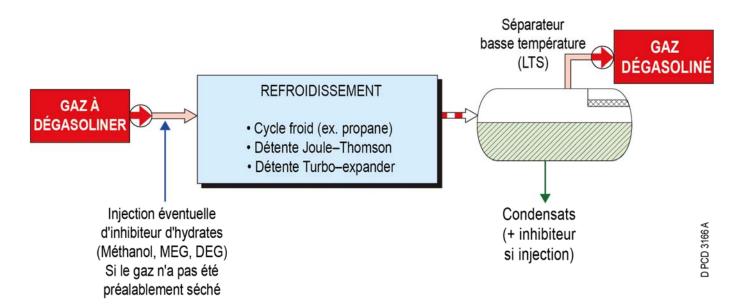


EP 20050_b_F_ppt_00 Généralités Traitements - Spécifications

IFPTraining

Traitements gaz – Déshydratation par adsorption

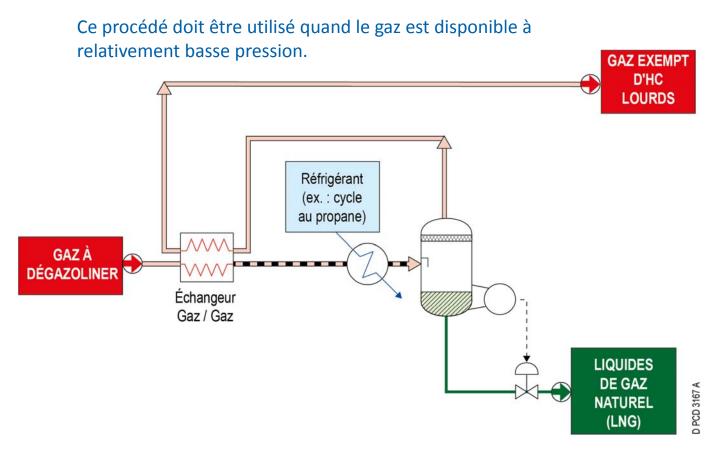




EP 20050_b_F_ppt_00 Généralités Traitements - Spécifications

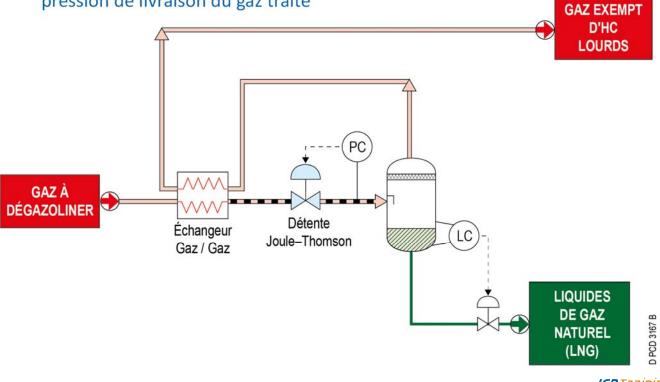


Dégazolinage - Réfrigération externe



Dégazolinage - Détente Joule-Thomson

Ce procédé simple est intéressant lorsque l'effluent peut arriver au centre de traitement à une **pression très nettement supérieure** à la pression de livraison du gaz traité

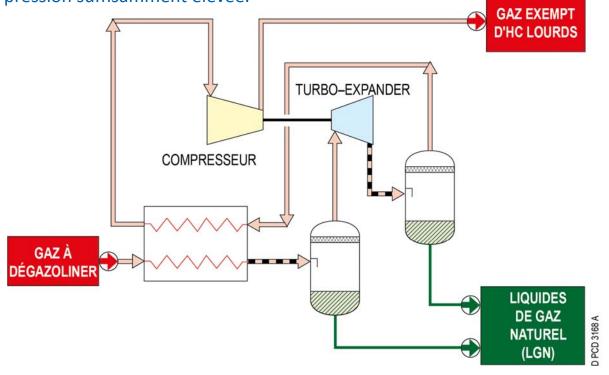


EP 20050_b_F_ppt_00 Généralités Traitements - Spécifications

IFPTraining

Dégazolinage - Détente turbo-expander

Comparée à la détente J-T permet d'abaisser plus rapidement la température du gaz. Ce procédé est aussi utilisé dans le cas ou le gaz est disponible à une pression suffisamment élevée.



Back Up slides





Effluents des puits de production



Sommaire

- Caractérisation des effluents de puits
- **▶** Classification des réservoirs
- ► Facteur volumétrique de formation
- ▶ Évolution des caractéristiques de l'effluent de puits
- Planches
- Annexes



Caractérisation des effluents de puits

Les effluents de puits comportent de manière générale trois phases :

- une phase gaz
- une phase huile
- une **phase eau** (salée souvent)

Ces effluents peuvent également contenir des particules solides en suspension (souvent appelées **sédiments**), tel que sable, produits de corrosion ainsi que des précipités lourds à base d'hydrocarbures (**paraffines** et/ou **asphaltènes**).

La Planche 1 montre quelques échantillons de pétroles bruts. *

Remarque: Il est à signaler que les effluents de puits peuvent contenir des quantités variables (de quelques ppm à plusieurs dizaines de %) d'hydrogène sulfuré (H₂S) qui est un gaz EXTRÊMEMENT TOXIQUE!!! L'abaque de la Planche 2 détaille les effets physiologiques de l'H₂S. Il en ressort que les effets toxiques liés à ce gaz commencent vers 20 ppm volume dans l'air (les détecteurs d'H₂S sont souvent réglés à 5 ou 10 ppm vol.). Il est mortel à quelques centaines de ppm volume dans l'air.

Caractérisation des effluents de puits

SCHÉMA TYPIQUE D'UNE INSTALLATION DE TEST DE PUITS

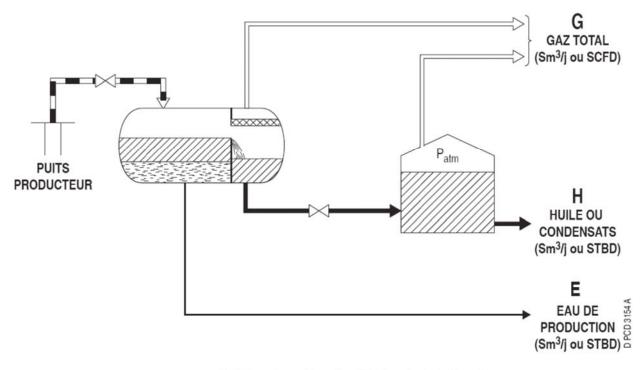


Schéma type d'une installation de test de puits

Note : consulter l'Annexe 1 pour plus de détails sur les abréviations et conversions d'unités.

IFPTraining

Effluents des puits de production

Caractérisation des effluents de puits

PROPORTIONS DE GAZ ET D'HUILE

· GOR: Gas Oil Ratio

Ou ratio gaz huile, est le paramètre le plus souvent utilisé pour caractériser les fraction de gaz associé pour un gisement d'huile :

$$GOR = \frac{G}{H} : \frac{D\acute{e}bit \, Volumique \, standard \, de \, Gaz}{D\acute{e}bit \, Volumique \, Standard \, d' Huile}$$
 (Sm³/Sm³ ou SCF / STB)

 $Remarque: 1 \text{ Sm}^3/\text{ Sm}^3 = 5,62 \text{ SCF/STB}$

· CGR: Condensate Gas Ratio

Pour les gisements de gaz naturels, il est d'usage de parler du CGR qui caractérise la fraction de condensats :

$$CGR = \frac{H}{G}: \frac{D\acute{e}bit\ Volumique\ Standard\ de\ Condensats}{D\acute{e}bit\ Volumique\ Standard\ de\ Gaz}$$

$$SCF) (Sm^3 / 10^6 Sm^3 \ ou\ STB / 10^6 Sm^3)$$

Caractérisation des effluents de puits

TENEUR EN EAU

· WOR : Water Oil Ratio

C'est le ratio volumique de la production d'eau à celle d'huile aux conditions standard :

WOR =
$$\frac{E}{H}$$
: $\frac{D\text{\'e}bit Volumique Standard d'Eau}{D\text{\'e}bit Volumique Standard d'Huile}$ (Sm³/Sm³)

· Water Cut

C'est le ratio volumique de la production d'eau à celle de la production totale de liquide (Eau + Huile) aux conditions standard :

· BSW : Basic Sediment & Water

C'est un paramètre très voisin du Water Cut, à l'exception que les sédiments sont rajoutés à l'eau :

$$\textbf{BSW} = \frac{\texttt{E} + \texttt{S}}{\texttt{H} + \texttt{E} + \texttt{S}} : \frac{\texttt{D\'ebit Volumique Standard d'Eau} + \texttt{S\'ediments}}{\texttt{D\'ebit Volumique Standard d'Huile} + \texttt{Eau} + \texttt{S\'ediments}} \tag{Sm³/Sm³}$$

C'est un paramètre très utilisé pour la caractérisation des teneurs en eau, étant donné qu'il est le résultat d'un essai normalisé pratique et très simple à mettre en œuvre. *

Remarque: le BSW est toujours supérieur au Water Cut

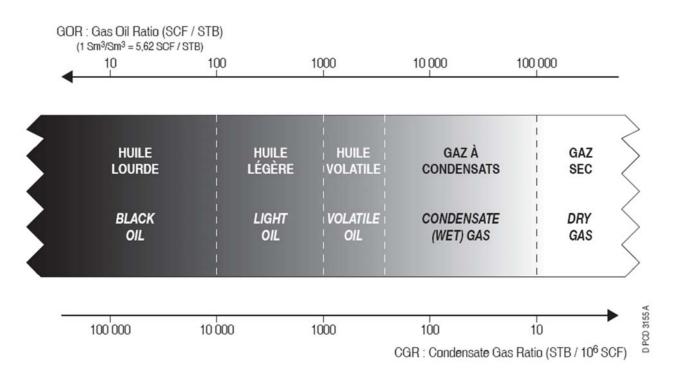
Effluents des puits de production

re raining



Classification des réservoirs

GISEMENT DE GAZ OU D'HUILE



Classification des gisements en fonction du GOR des effluents de puits

Effluents des puits de production



IFPTraining

Classification des réservoirs

INFLUENCE DU GOR SUR LA QUALITÉ (°API) DE L'HUILE

	Effluent de puits		Huile / Condensats produits
	GOR (SCF/STB)	CGR (STB/MMSCF)	°API
Gaz sec	> 100 000	< 10	-
Gaz à condensats	5 000 – 100 000	10 – 200	50 – 70
Huile volatile	1 000 – 5 000	200 – 1 000	45 – 60
Huile légère	100 – 1 000	> 1 000	20 – 45
Huile lourde	< 100	_	< 20

$$^{\circ}$$
API = $\frac{141,5}{\text{Sp.gr}_{60}^{60}}$ - 131,5

L'huile produite à partir d'un gisement à fort GOR est légère (volatile), et part conséquent a une faible densité donc un °API élevé.

Classification des réservoirs

EXEMPLES DE COMPOSITIONS D'EFFLUENTS DE PUITS

		Hu	Huiles (% molaire) *			Gaz (% molaire) **		
		Huile 1	Huile 2	Huile 3	Gaz à condensats 1	Gaz à condensats 2	Humide	Sec
Azote	N ₂	2,16	4,49	2,12	2,37	4,09	1,01	0,40
Gaz carbonique	CO_2	2,10	4,40	2,12	2,07	4,00	1,01	0,40
Hydrogène sulfuré	H ₂ S	_	3,45	_	_	_	-	-
Méthane	c_1	30,28	50,12	63,91	64,19	73,80	88,54	94,32
Ethane	C_2	6,28	7,78	8,29	11,18	9,43	5,32	3,90
Propane	C_3	10,21	5,18	4,37	6,20	4,43	2,30	1,17
Isobutane	iC ₄	1,23	1,04	0,94	0,75	0,87	0,56	0,08
n-Butane	nC ₄	5,75	2,65	2,21	2,31	1,63	0,59	0,13
Isopentane	iC ₅	1,62	1,11	0,72	0,64	0,71	0,27	-
n-Pentane	nC_5	2,71	1,43	1,15	1,03	0,66	0,23	-
Hexanes	C ₆	3,28	1,92	1,86	1,22	0,91	0,27	-
Heptanes et +	C ₇ +	36,58	20,83	14,43	10,11	3,47	0,91	-
		100	100	100	100	100	100	100

Effluents des puits de production





Facteur volumétrique de formation

CAS D'UN RÉSERVOIR D'HUILE

Facteur Volumétrique de Formation FVF (ou B_0) =

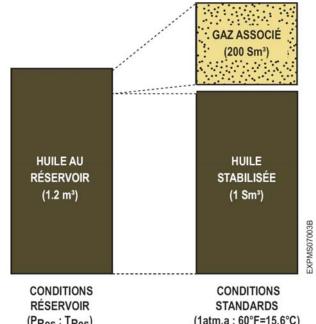
Volume d'huile aux conditions de réservoir / Volume d'huile stabilisée aux conditions standard

Unité: m³/Sm³

Exemple ci-contre:

$$B_0 = m^3 / Sm^3$$

$$GOR =Sm^3 / Sm^3$$



(PRes; TRes)

(1atm.a; 60°F=15,6°C)

Effluents des puits de production



Facteur volumétrique de formation

CAS D'UN RÉSERVOIR DE GAZ

Facteur Volumétrique de Formation FVF' (ou B'_g) =

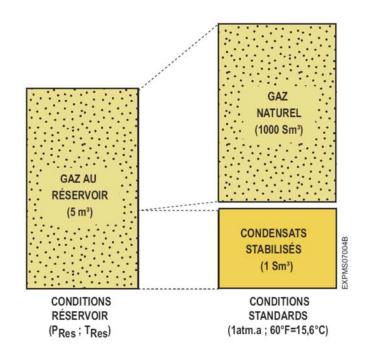
Volume de gaz aux conditions de réservoir / Volume de gaz aux conditions standard

Unité: m³/Sm³

Exemple ci-contre:

$$B'g = m^3 / Sm^3$$

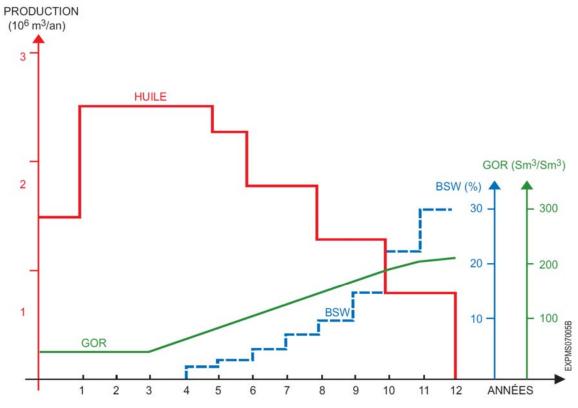
$$CGR = Sm^3 / Sm^3$$





Évolution des caractéristiques de l'effluent de puits

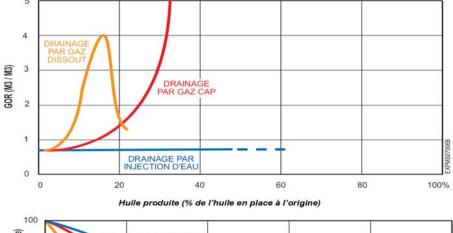
EXEMPLE D'ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION D'UN GISEMENT D'HUILE

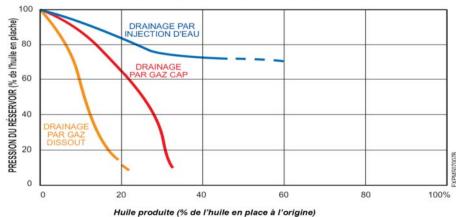


Évolution des caractéristiques de l'effluent de puits

ÉVOLUTION DU GOR ET DE LA PRESSION DE RÉSERVOIR

EN FONCTION DU MÉCANISME DE DRAINAGE





Effluents des puits de production

IFPTraining

Retenir l'essentiel



- L'hydrogène sulfuré (H₂S) est un gaz extrêmement toxique même à très faibles concentrations dans l'air. Les effets toxiques liés à ce gaz commencent à des concentrations aussi faibles que 20 ppm volume dans l'air. Il est mortel à des concentrations des quelques centaines de ppm volume dans l'air. Autrement dit, moins de 0,1% vol. !
- ► Une huile produite d'un gisement à fort GOR est légère (volatile), et par conséquent a une faible densité, ou un °API élevé.
- La composition d'un effluent et principalement la teneur en méthane informe grandement sur le type de cet effluent : huile lourde, huile légère, gaz à condensats, gaz sec.
- ► Le Facteur volumétrique de Formation est un paramètre important pour l'Ingénieur Réservoir. Il informe sur le volume à extraire du gisement pour une production d'1 m³ d'huile (ou de gaz dans le cas d'un gisement gazier).
- ▶ Au cour de la vie d'un champ, les caractéristiques de l'effluent (GOR ou CGR, BSW...) varient impliquant le plus souvent une adaptation régulière des installations de traitement en surface.
- La fin d'exploitation d'un gisement dépend essentiellement de la rentabilité économique, qui est fortement liée au prix du baril.



Exemples de pétroles bruts



Sourakhany (Caucase)



Arabe Léger (Mélange de référence Moyen Orient) 34° API



Barrow Island (Australie) 37,7 °API



Brent (Mer du Nord) 38,3 °API ; d₁₅ =0,833



Parentis (Aquitaine) 33,5 °API; d₁₅=0,858



Mimizan (Aquitaine) 12 °API; d₁₅¹⁵=0,986





Pensylvanie



Santa-Barbara (Californie)



Boscan (Venezuela) 10,1 °API



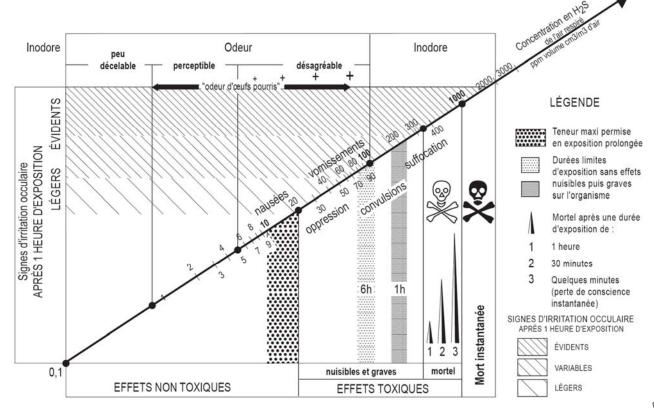
Altamount (Utah)



Minas (Sumatra) 35 °API paraffineux



Effets physiologiques de l'H₂S



Effluents des puits de production

IFPTraining

Exemples de valeurs de GOR pour quelques pétroles

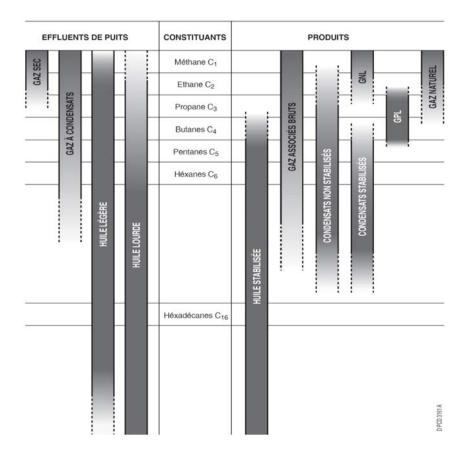
bruts

	Sm³/Sm³
Suakin (Soudan)	1100
Brent / Stafjord	520
Ekofisk	370
Alwyn	200
Handil	200
A.B.K.	55 – 180
Likouala	80
Moyen-Orient (medium)	55
Vic-Bilh	50
Yanga	30
Parentis	13
Marienbronn	0

Constituants des effluents de puits

et des produits issus des installations de traitements

- Planche 4 -







23

Effluents des puits de production

Composition de quelques effluents de puits de gisements d'huiles (données de 1980)

- Planche 5 -

(% molaire)		Mer du Nord	Moyen Orient
Impuretés		1,65	8,33
N_2	Azote	0,41	0,10
H ₂ S	Hydrogène sulfuré	_	2,50
CO_2	Gaz carbonique	1,24	5,73
Hydroca	rbures	98,45	91,67
c_1	Méthane	46,54	23,32
C_2	Éthane	7,40	5,56
C_3	Propane	7,54	6,32
C_4	Butanes	4,57	5,36
C ₅	Pentanes	3,01	2,33
C ₆ +	Hexanes	2,27	2,75
C ₇	Heptanes	3,37	3,17
C ₈	Octanes	3,14	3,81
C ₉	Nonanes	2,32	3,32
C ₁₀	Décanes	1,97	2,57
C ₁₁ +	Undécanes et +	16,22	33,16
TOTAL		100	100

Exemples de composition de condensats stabilisés

	(% molaire)	Condensats stabilisés du gaz ALRAR
		Algérie
Impuretés		-
N_2	Azote	-
H ₂ S	Hydrogène sulfuré	-
CO ₂	Gaz carbonique	-
Hydroca	rbures	100
C_1	Méthane	-
C_2	Éthane	-
C ₃	Propane	-
C ₄	Butanes	2,47
C ₅	Pentanes	28,18
C ₆	Hexanes	17,90
C7+	Heptanes	12,76
C ₈	Octanes	11,27
C ₉	Nonanes	8,30
C ₁₀	Décanes	6,09
C ₁₁	Undécanes	3,91
C ₁₂ +	Dodécanes et +	9,12
TOTAL		100

- Planche 6 -





Effluents des puits de production

Composition de quelques effluents de puits de gaz naturels (données 1980)

- Planche 7 -

(% Volume)		Lacq profond	Groningue	San Salvo Cupelio	Frigg	Hassi R'Mel	Ourengoï	Uch	Kapuni
		France	Pays-bas	(Réserve 2)	Norvège	Algérie	CEI	Pakistan	Nouvelle Zélande
Impu	retés	26,1	15,25	30,08	0,70	6,24	1,3	71,4	43,8
N ₂	Azote	1,5	14,35	21,62	0,40	5,84	0,9	25,2	_
Не	Hélium	_	0,01	-	_	0,19	-	_	_
H_2S	Hydrogène sulfuré	15,3	-	0,06	_	-	-	_	_
CO ₂	Gaz carbonique	9,3	0,89	8,40	0,30	0,21	0,4	46,2	43,8
Hydro	ocarbures	73,9	84,75	69,92	99.30	93,76	98,7	28,6	56,2
C ₁	Méthane	69,0	81,30	60,18	95,59	83,72	85,3	27,3	45,6
C_2	Éthane	3,0	2,85	5,49	3,60	6,76	5,8	0,7	5,8
C ₃	Propane	0,9	0,37	2,78	0,04	2,09	5,3	0,3	2,9
C ₄	Butanes	0,5	0,14	0,94	0,01	0,82	2,1	0,3	1,1
C ₅	Pentanes	0,2	0,04	0,33	_	0,22	0,2 (*)	_	0,8 (*)
C ₆ +	Hexanes	0,3	0,05	0,20	0,06	0,15		_	
TOTA	L	100	100	100	100	100	100	100	100

(*): Pentanes et plus: C5+

Composition de quelques gaz associés (données 1980)

- Planche 8 -

		Parentis	Ekofisk	Maracaïbo	Uthmaniyah	Burgan	Kirkuk	Ardjuna	Composition typique (*)
	(% Volume)	France	Norvège	Venezuela	Arabie Saoudite	Kuweit	Irak	Indonésie	(Gaz sec sans impuretés)
Impu	retés	-	2,3	1,7	10,6	3,0	10,6	5,4	_
N ₂	Azote	-	0,3	1,5	0,2	2,9	-	1,3	_
H ₂ S	Hydrogène sulfuré	-	_	_	1,5	0,1	3,5	-	_
CO ₂	Gaz carbonique	-	2,0	0,2	8,9	-	7,1	4,1	-
Hydro	ocarbures	100	97,7	98,3	89,4	97,0	89,4	94,6	100
C ₁	Méthane	73,6	83,3	82,0	55,5	74,3	56,9	65,7	60 - 80
C ₂	Éthane	10,2	8,5	10,0	18,0	14,0	21,2	8,5	10 - 20
C ₃	Propane	7,6	3,4	3,7	9,8	5,8	6,0	14,5	5 - 12
C ₄	Butanes	5,0	1,5	1,9	4,5	2,0	3,7	5,1	2 - 5
C ₅ +	Pentanes	3,6	1,0	0,7	1,6	0,9	1,6	0,8	1 - 3
TOTA	L	100	100	100	100	100	100	100	100

(*) : Composition dépend des pressions aux séparateurs

Effluents des puits de production



27

Composition de quelques gaz commercialisés (données 1980)

- Planche 9 -

		Lacq	Arzew	Skikda	Marsa El Brega	Kenai	Arun
(% Volume)		France (Gazeux)	Algérie (GNL)	Algérie (GNL)	Libye (GNL)	Alaska (GNL)	Indonésie (GNL)
lmpu	retés	0,43	0,71	1,25	-	-	0,06
N_2	Azote	0,43	0,71	1,25	-	-	0,06
Hydro	ocarbures	99,57	99,29	98,75	100	100	99,94
C_1	Méthane	96,12	86,98	92,55	67,70	99,55	87,29
C_2	Éthane	2,75	9,35	5,37	19,80	0,05	7,86
C ₃	Propane	0,45	2,33	0,59	8,70	-	3,64
C_4	Butanes	0,07	0,63	0,24	3,10	-	1,08
C ₅	Pentanes	0,18	-	_	0,70	-	0,07
C ₆ +	Hexanes	-	-	-	-	-	_
TOTAL		100	100	100	100	100	100



Unités

CONDITIONS DE RÉFÉRENCE

Conditions Normales: 1 atm.a = 1,013 bar.a

0°C

Conditions Standards: 1 atm.a = 1,013 bar.a

60°F = 15,6°C **ou** 15°C

ABRÉVIATIONS

Des exemples d'abréviations utilisés par les producteurs sont présentés ci-dessous :

- unités de volume :

Sm³ : Standard m3

SCF : Standard Cubic Feet STB : Standard Barrel

MSCF : Thousand Standard Cubic Feet MMSCF : Million Standard Cubic Feet STOB : Stock Tank Oil Barrel

- unités de débit :

SCFD : Standard Cubic Feet Daily STBD : Standard Barrel Daily STOBD : Stock Tank Oil Barrel Daily

CONVERSIONS

1 Barrel = $0,159 \text{ m}^3$

 $1 \text{ Sm}^3/\text{Sm}^3 = 5,62 \text{ SCF/STB}$



- Annexe 1 -



Teneur en eau et sédiments dans les pétroles bruts

basic sediments & water of crude oils (bsw)

- Annexe 2 -

Mélange :

50 ml échantillon brut.

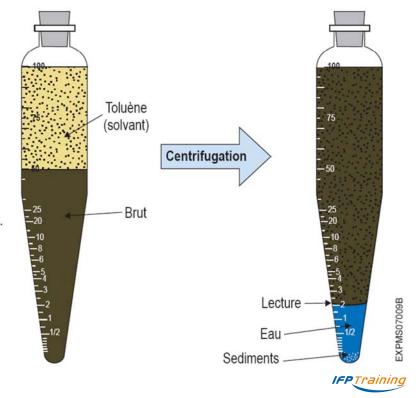
50 ml toluène saturé en eau.

0.2 ml désémulsifiant.

Température : 60 ± 3 °C.

Procédure:

10 min de centrifugation des deux tubes. Additionner lectures des deux éprouvettes.



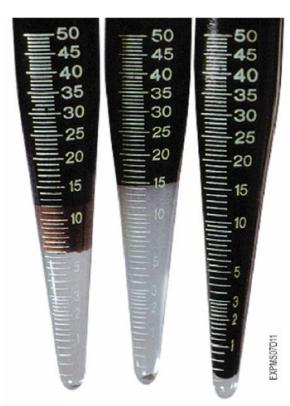
Effluents des puits de production

31

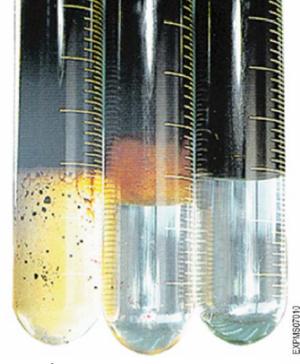
Teneur en eau et sédiments dans les pétroles bruts

basic sediments & water of crude oils (bsw)

- Annexe 2 -



Mesure de BSW



Émulsion d'eau et d'huile





Comportement des effluents Bases d'équilibres liquide-vapeur



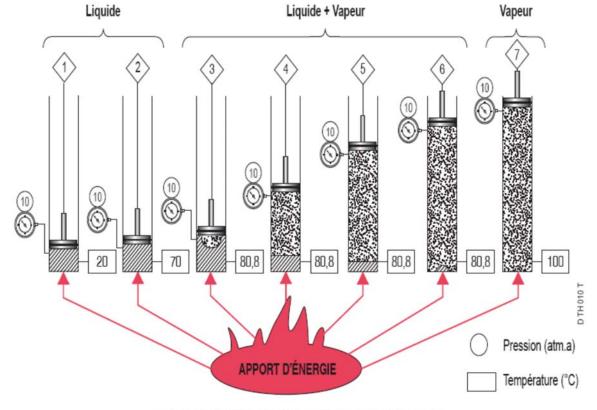
Sommaire

- Cas des corps purs
- ▶ Cas des mélanges
- Comportement des effluents, Besoin traitement, Équilibre liquide vapeur, Corrections



IFPTraining

Analyse expérience de vaporisation à pression constante



Expérience de vaporisation du n-butane sous 10 atm.a



Comportement des effluents - Bases d'équilibres liquide-vapeur

Température d'ébullition – température normale

d'ébullition

- ▶ L'expérience précédente montre qu'à pression constante, le butane normal se vaporise ou se condense à une température constante. Cette température qui correspond au changement d'état du corps pur de liquide en gaz (et inversement) est la température d'ébullition à la pression considérée.
- ► Pour une pression absolue de 1 atmosphère, on parlera de température normale d'ébullition (Normal Boiling Point).
- Quelques exemples sont présentés ci-dessous :

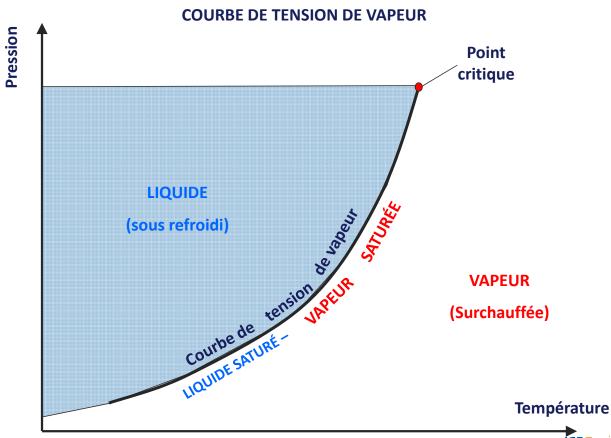
Corps pur	Eau	Alcool éthylique	Propane	n-Butane	Benzène	Styrène	Chlorure de vinyle
t _{eb} normale (°C)	100	78,3	- 42,1	- 0,5	80,1	145,2	- 13,4

Comportement des effluents - Bases d'équilibres liquide-vapeur



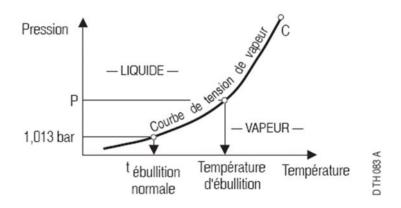
Corps purs : À pression constante,

le changement d'état s'effectue à température constante



Température d'ébullition à une pression donnée

- ► Le point d'ébullition d'un corps pur est à P constante la température à laquelle il y a vaporisation du corps pur.
- À cette P constante, le corps pur est à l'état liquide si la température est plus basse que la température d'ébullition et à l'état vapeur si elle est plus élevée. La température d'ébullition augmente avec la pression jusqu'à sa valeur maximale qui est la température critique.



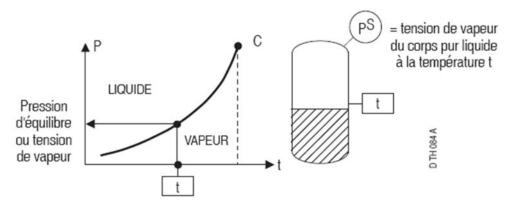
Comportement des effluents - Bases d'équilibres liquide-vapeur



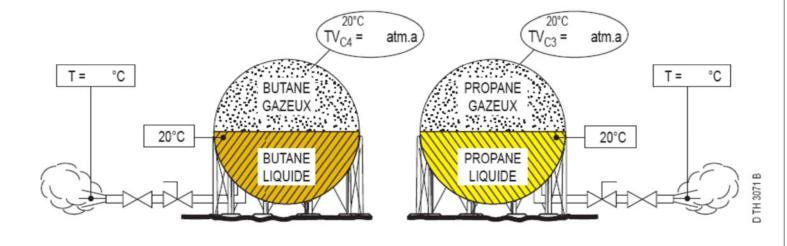
Tension de vapeur ou pression de saturation

à une température donnée

- Liquide/Vapeur à une température donnée t. C'est la pression d'une capacité contenant un corps pur à la fois sous forme liquide et sous forme gazeuse.
- ► La tension de vapeur augmente avec la température jusqu'à sa valeur maximale qui est la pression critique à la température critique.
- ▶ Pour toute température inférieure à la température critique, le corps pur est à l'état gazeux si la pression est inférieure à la tension de vapeur et dans l'état liquide si la pression est supérieure à la tension de vapeur.



Application des courbes de tension de vapeur

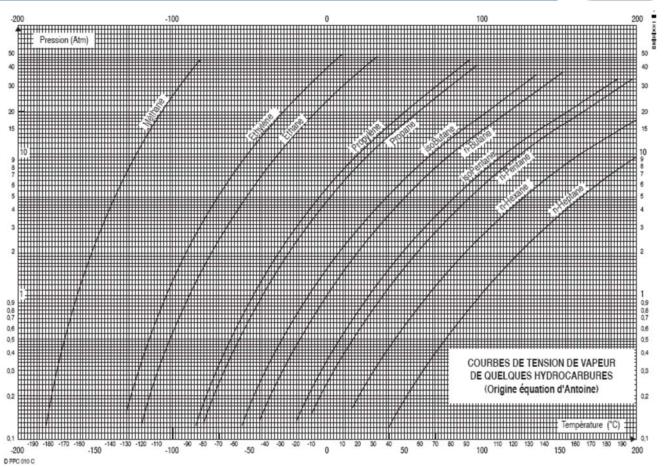


Utiliser Annexe 3 : Courbes de tension de vapeur de quelques hydrocarbures

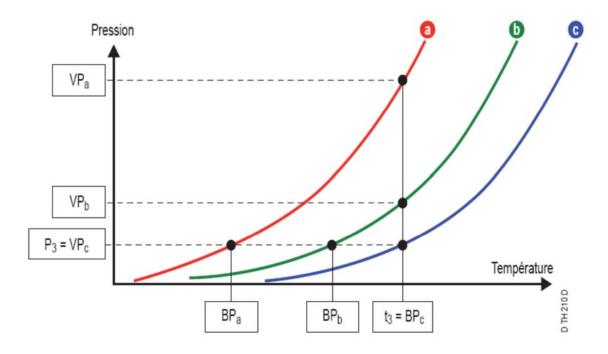
IFPTraining

Comportement des effluents - Bases d'équilibres liquide-vapeur

Courbes Tension de Vapeur HC



Volatilité d'un corps pur



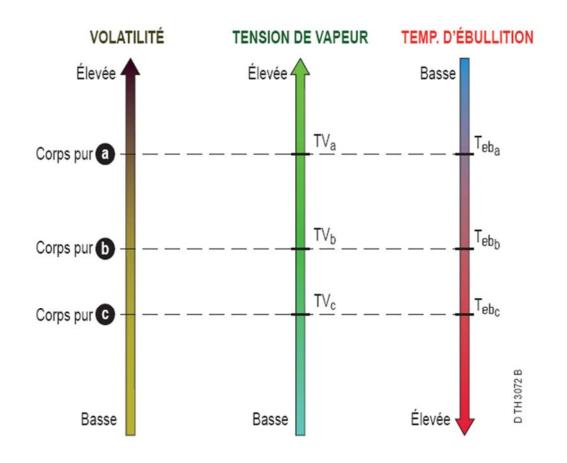
a est plus volatile (plus léger) que b et c

Comportement des effluents - Bases d'équilibres liquide-vapeur



1.

Volatilité



Retenir l'essentiel



- ▶ Sous une pression donnée, un corps se vaporise à température constante.
- À l'équilibre, le liquide et la vapeur sont saturés. En dehors de l'équilibre, le liquide est sous refroidi (ou sous saturé) et la vapeur est surchauffée (ou sèche).
- ▶ Un échange de chaleur sensible ne s'accompagne d'aucun changement d'état physique. Un échange de chaleur latente (de vaporisation ou de condensation) se traduit toujours par un changement (éventuellement partiel) d'état physique.
- La courbe de tension (ou pression) de vapeur se traduit sur un diagramme pression-température par une courbe croissante s'arrêtant au point critique.
- ▶ Le point critique correspond à des conditions de pression et de température telles que liquide et vapeur deviennent identiques. Au delà de ces conditions, le fluide se trouve dans un état supercritique (ou hypercritique). Plus un hydrocarbure est lourd (en terme de volatilité) plus sa pression critique à tendance à décroître et sa température critique a tendance à croître.
- ▶ Une détente d'un liquide provoque une vaporisation partielle (ou totale), résultant en une chute importante de température (chaleur latente de vaporisation). Dans le cas d'une prise d'échantillon de GPL liquide, ceci peut entraîner la formation d'un bouchon d'hydrates au niveau du clapet de la vanne de détente empêchant sa fermeture (c.f. installation et procédure particulières).
- ▶ Un corps pur est d'autant plus volatile que sa température d'ébullition (sous une pression donnée) est basse, et que sa tension de vapeur (à une température donnée) est élevée.

IFPTraining

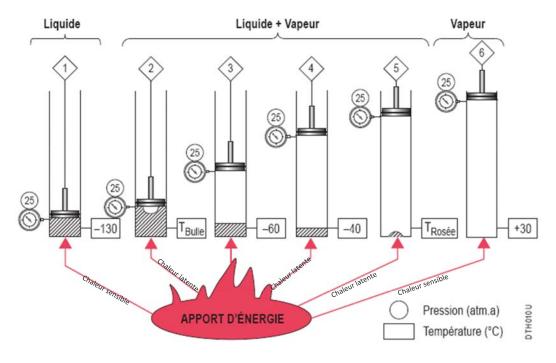
Comportement des effluents - Bases d'équilibres liquide-vapeur

Cas des mélanges



Analyse expérience de vaporisation d'un mélange binaire

à pression constante

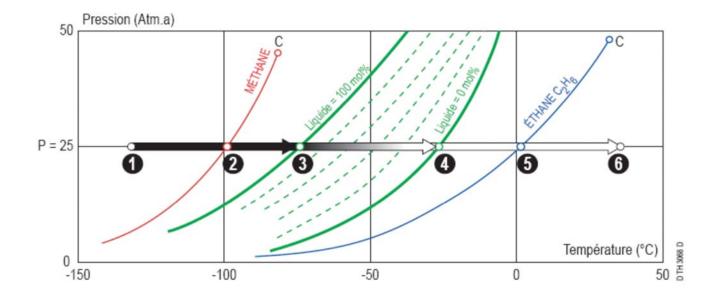


Expérience de vaporisation d'un mélange 50 % mol de méthane et 50 % mol d'éthane sous 25 atm.a

Comportement des effluents - Bases d'équilibres liquide-vapeur



Analyse expérience de vaporisation d'un mélange binaire à pression constante



De 3 à 4 : Il y a vaporisation progressive. Les phases Liquide et Vapeur sont saturées et en équilibre. Leur composition change pendant la vaporisation.

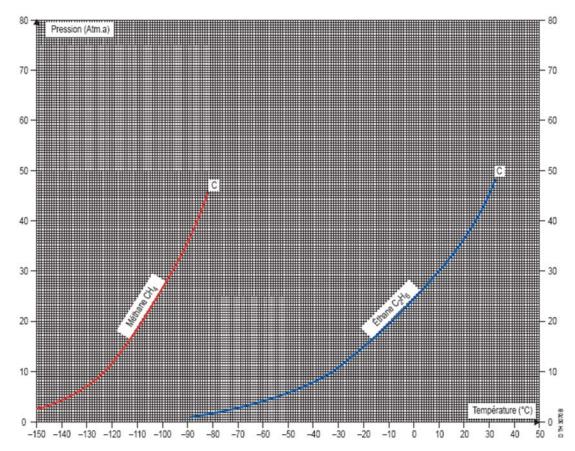
▶ L'expérience précédente peut être répétée à différentes pressions. La table qui suit donne les valeurs des températures de bulle (Bubble Point) et de rosée (Dew Point) pour un mélange 50 % méthane 50 % éthane (% mol) à différentes pressions. En reportant ces valeurs sur un diagramme Pression-Température, on obtient l'enveloppe de phase pour ce mélange.

	Mélange de 50 % mol de méthane et 50 % mol d'éthane									
P (atm. a)	10	20	30	40	50	60	65	67	68	
T _{bulle} (°C)	- 108,0	- 85,0	- 67,8	- 52,9	- 39,1	- 26,2	- 17,0	- 12,8	- 6,7	
T _{rosée} (°C)	- 53,4	- 34,3	- 22,2	- 13,6	- 7,4	- 4,0	- 3,8	- 4,8	- 6,7	

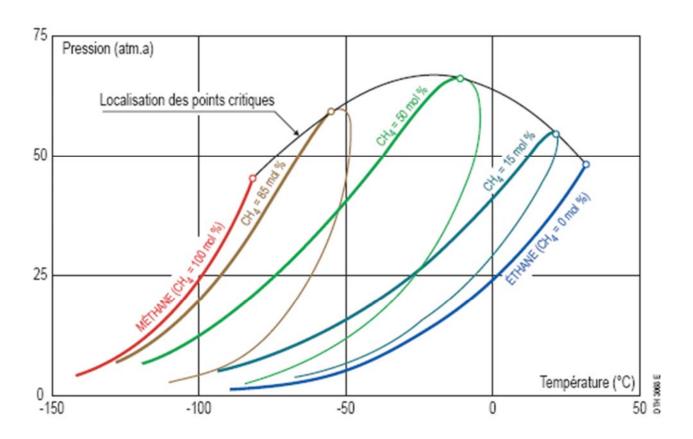
Comportement des effluents - Bases d'équilibres liquide-vapeur



Enveloppe de phase d'un mélange binaire



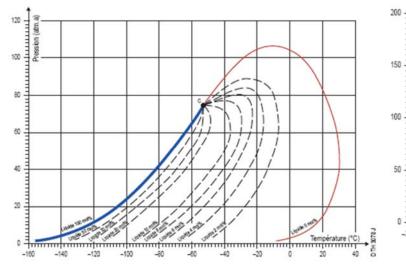
Enveloppe de phase d'un mélange binaire

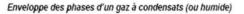


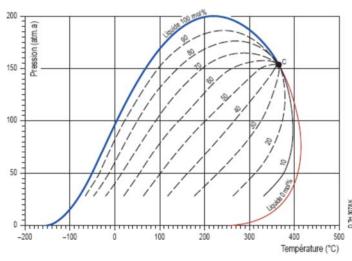
Comportement des effluents - Bases d'équilibres liquide-vapeur

IFPTraining

Enveloppe de phase d'un mélange







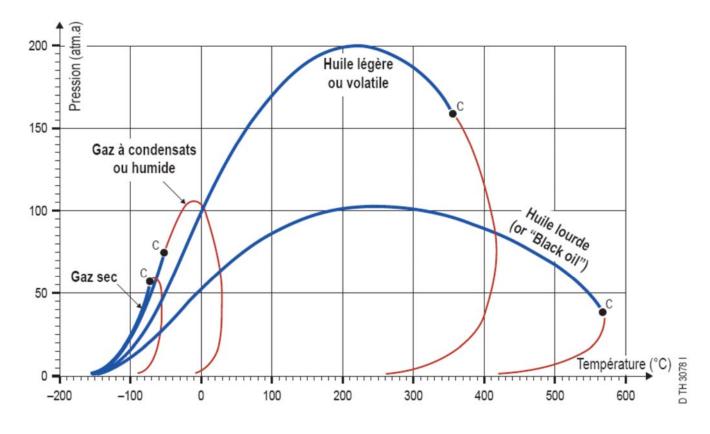
Enveloppe des phases d'une huile légère (ou volatile)

Les isochores ne sont pas équidistantes, et pour le gaz sont par exemple plus regroupées à proximité de la courbe de bulle.

Enveloppes de phase correspondant à des mélanges de

plusieurs constituants, cas des effluents de puits huile et

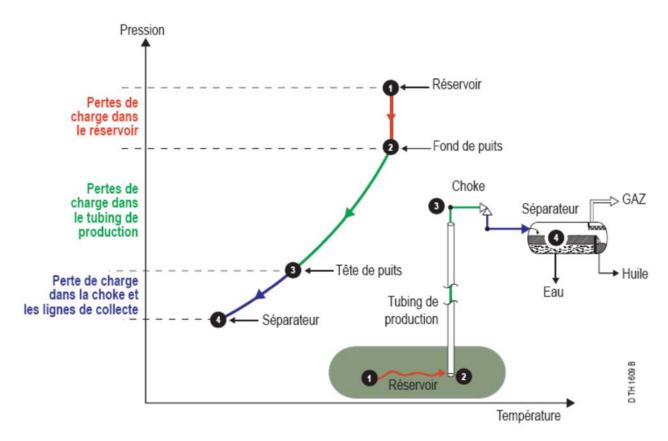
gaz



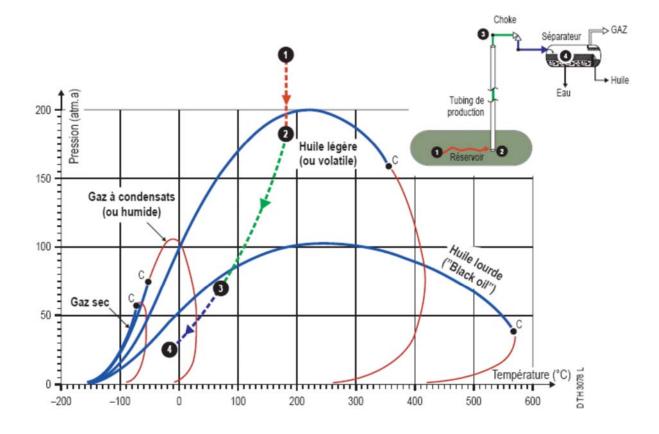
Comportement des effluents - Bases d'équilibres liquide-vapeur

IFPTraining

Comportement des effluents pétroliers du réservoir à la surface



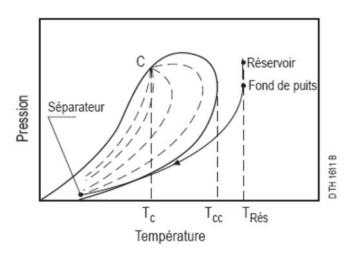
Résumé des différents comportements



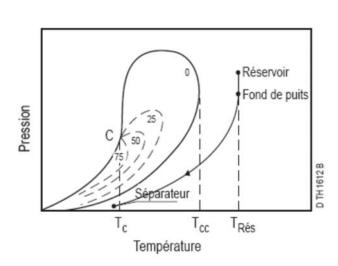
Comportement des effluents - Bases d'équilibres liquide-vapeur

IFPTraining

Gaz sec – gaz humide

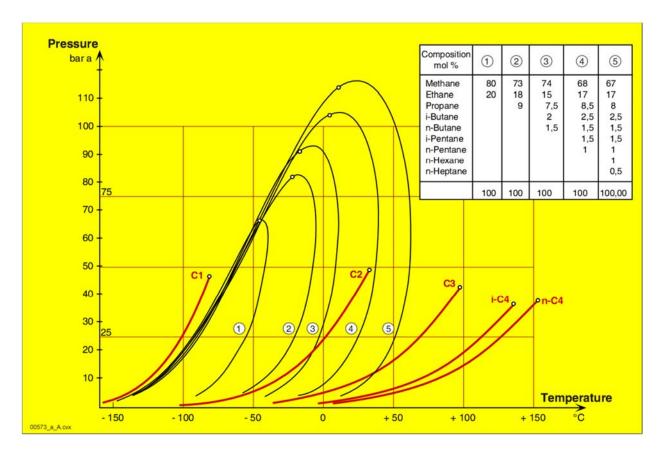






Gaz sec

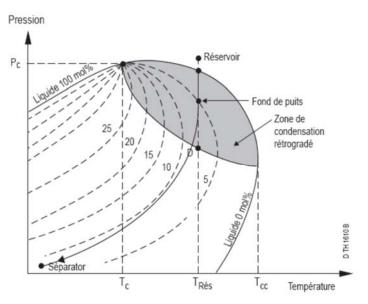
Enveloppe de phase versus composition du gaz



Comportement des effluents - Bases d'équilibres liquide-vapeur



Gaz rétrograde

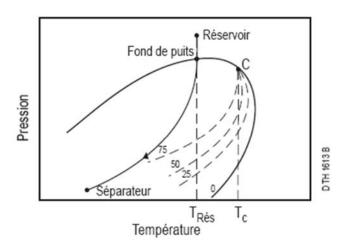


Enveloppe des phases d'un gaz rétrograde

Peut générer des condensats dans le gisement

- Productivité plus faible
- Perte de produits qui auraient pu être valorisés

Huile lourde – huile légère (volatile)



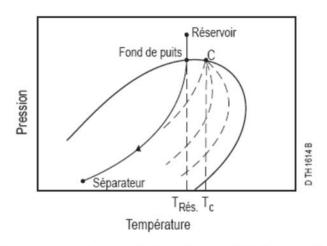
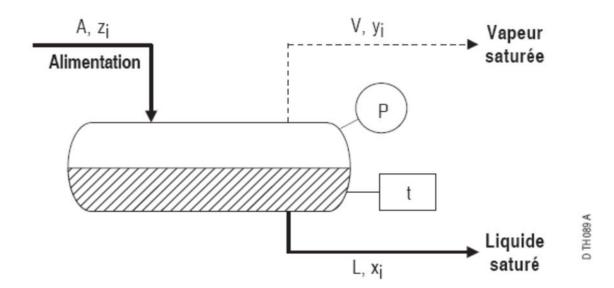


Diagramme pression-température d'une huile lourde ("black oils") Diagramme pression-température d'une huile légère ou volatile

IFPTraining

Comportement des effluents - Bases d'équilibres liquide-vapeur

Séparation liquide-vapeur 'flash' d'un mélange d'hydrocarbures



- La phase vapeur est une vapeur saturée à son point de rosée.
- La phase liquide est un liquide saturé à son point de bulle.

Retenir l'essentiel



- ▶ Sous une pression donnée, un mélange se vaporise généralement à température croissante. La température de début de vaporisation est appelée température de bulle (supérieure à la température d'ébullition du constituant le plus léger du mélange). La température de fin de vaporisation est appelée température de rosée (inférieure à la température d'ébullition du constituant le plus lourd du mélange). Pendant la vaporisation, liquide et vapeur s'alourdissent (leur composition est de plus en plus riche en constituants lourds). À l'équilibre, le liquide et la vapeur sont saturés. En dehors de l'équilibre, le liquide est sous refroidi (ou sous saturé) et la vapeur est surchauffée (ou sèche).
- ▶ Un échange de chaleur sensible ne s'accompagne d'aucun changement d'état physique. Un échange de chaleur latente (de vaporisation ou de condensation) se traduit toujours par un changement (éventuellement partiel) d'état physique. Contrairement au cas d'un corps pur, la température évolue pendant le changement de phase d'un mélange, cependant la totalité de la chaleur mise en jeu est appelée chaleur latente.
- Sur un diagramme pression-température, l'équivalent de la courbe de tension de vapeur est une enveloppe de phases pour les mélanges. La branche de droite est appelée courbe de rosée (ensemble des points de rosée). La branche de gauche est appelée courbe de bulle (ensemble des points de bulle). Ces deux courbes se joignent au point critique, qui n'est pas forcément au sommet de l'enveloppe. Le point le plus élevé de l'enveloppe des phases est appelé cricondenbar. Celui le plus à droite est appelé cricondentherm. Tout comme la courbe de tension de vapeur pour les corps purs, l'enveloppe des phases d'un mélange ne dépend que de la composition. Si la composition du mélange s'alourdit, l'enveloppe des phases s'étend vers la droite, et le point critique glisse vers la droite, et inversement.
- ▶ Pour les gaz humides, le ventre de droite de l'enveloppe des phases (courbe de rosée) est dû à un quelques pourcents de constituants lourds, susceptibles de générer des condensats liquides. Certaines erreurs de design, entraînant parfois de lourdes conséquences, sont dues à une mauvaise identification des teneurs et de la nature de ces composants lourds.





Stabilisation des bruts



Sommaire

- Stabilisation des bruts (= dégazage)
 - 1. Par séparation multi étagée (méthode conventionnelle) "*Multiple Stage Separation*" (MSS)
 - 2. Par colonne de stabilisation
- ► Exemples de schémas de stabilisation de bruts



Objectifs

► Abaisser la pression de vapeur du brut à une valeur permettant manipulation et transport en toute sécurité.

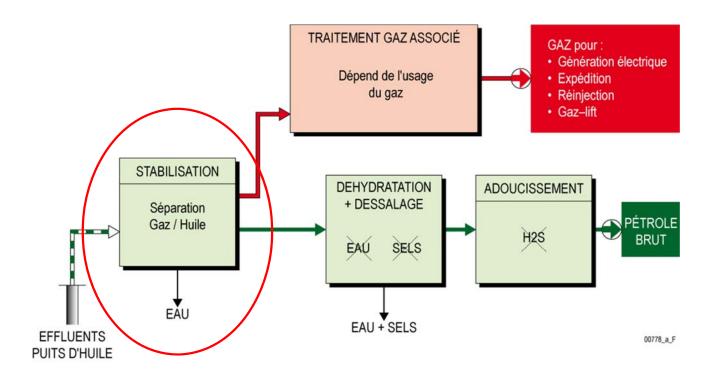
Plage des spécifications de pression de vapeur Reid (RVP) pour manipulation et stockage en conditions atmosphériques : maximum = 12 psi a

- ▶ Produire le maximum de liquides aux conditions atmosphériques.
- ▶ Prévenir ou limiter la production de gaz associé aux conditions atmosphériques.
- ▶ Récupérer intégralement le gaz associé (ou le maximum possible).



Note:

- Pendant la stabilisation, les composés les plus volatils sont éliminés sous forme de vapeur et forment le gaz associé.
 L'H₂S et autres composés soufrés volatils sont entraînés mais un adoucissement supplémentaire peut être nécessaire.
- Les spécifications sont fixées par négociation entre l'acheteur et le vendeur et varient au cas par cas.



Stabilisation des bruts



IFPTraining

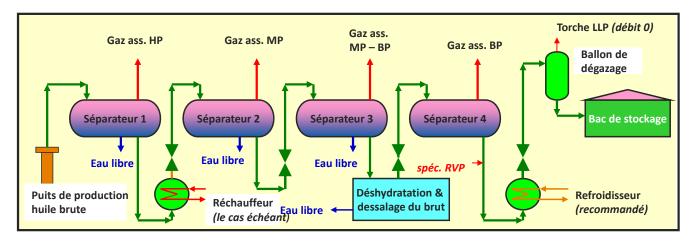


Multiple Stage Separation (MSS) – Méthode

conventionnelle

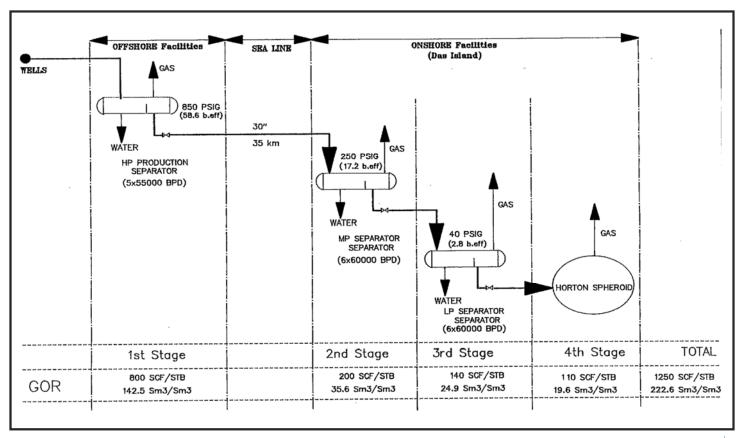
- ▶ Utilisation d'une série de séparateurs flash (séparation multi-étages) fonctionnant sur une plage de pressions allant approximativement de la pression en tête de puits à la pression atmosphérique.
- ► Le torchage du gaz associé est de moins en moins accepté pour des raisons environnementales, c'est pourquoi, pour récupérer les liquides du gaz associé et du gaz naturel, on adjoint la recompression de vapeur à la séparation de l'huile brute de base.

Le niveau de recompression dépend de la destination finale du gaz associé.



Procédé MSS – Exemple 1: UM SHAIF – ADMA (Abu

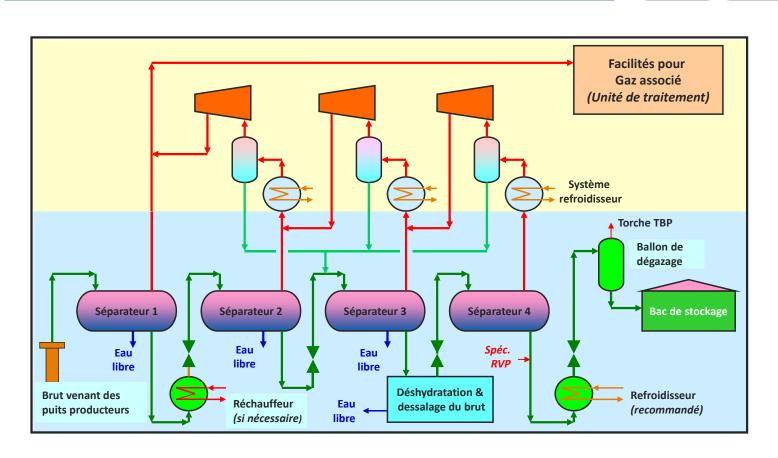
Dhabi)



Stabilisation des bruts

IFPTraining

Procédé MSS - Recompression du gaz associé



Procédé MSS – Critères de dimensionnement

- 1. La pression du séparateur primaire est déterminée par les conditions de réservoir et les caractéristiques d'écoulement des fluides (perte de charge & dépression de température) dans les tubes et lignes de production.
 - Plus la pression de service est élevée, plus la puissance de compression est faible.
- 2. La pression du dernier étage de séparation est déterminée par les conditions du stockage atmosphérique ou du pétrolier (ou du transport par pipeline).
- 3. Le nombre (et la pression) des étages de séparation intermédiaires sont ajustés de façon à maximiser la production de brut.

Ce nombre dépend de la pression du premier et du dernier étage.

Il y en a généralement pas plus de 4 et pas moins de 1 (sans compter le bac de stockage).

Règle empirique :

Les pressions approximatives des séparateurs peuvent être calculées à partir de :

$$R = (P_{First} / P_{Last})^{1/(n-1)}$$

où : R = ratio par étage ; P_{First} = pression du premier séparateur

P_{Last} = pression du dernier séparateur (à peu près atmosphérique)

n = nombre d' "étages" (= séparateurs)

4. Au besoin, l'échange de chaleur favorise la séparation des phases (vapeur-liquide et eauliquide) et permet un contrôle direct sur la qualité du produit final.

Stabilisation des bruts



Procédé MSS - Nombre d'étages de séparation

PRESSION DU PREMIER SÉPARATEUR (bar a)	NOMBRE D'ÉTAGES DE SÉPARATION TYPIQUEMENT INSTALLÉS (*)				
1,5 à 5	1				
5 à 20	1 à 2				
20 à 35	2				
35 à 50	2 à 3 (**)				
> 50	3 (**)				

(*) N'inclut ni le ballon de dégazage ("Degassing Drum") ni le stockage

(**) 4 étages peuvent être appropriés pour des débits élevés (>100 000 Stobpd)

Procédé MSS – Influence du nombre d'étages de

séparation sur les caractéristiques de l'huile stabilisée

Exemple de N'Kossa: G.O.R. = 1060 Sm³/Sm³ (5960 Scf/Stob)

Débit effluent de puits = 31 445 kmol/h

Caractéristique de la MSS				Caractéristiques de l'huile produite aux conditions atmosphériques après stabilisation					
Nombro	Pression de chaque étage	Huile stabilisée		Sans refroidissement après stabilisation			Avec refroidissement à 15 °C		Temp. de bulle
Nombre d'étages	bar.a	Temp °C	RVP psi	Huile Sm³/h	Gaz associé Sm³/h	Temp °C	Huile Sm³/h	Gaz Associé Sm³/h	°C
0 1 2 3 4	85 85 9,3 85 19,4 4,4 85 28 9,3 3,1	- 105 101 98 97	263 32 18 12,9	442 454 479 483 485	592 190 41 911 6957 4526 3581	46 87 89 94 94	494 503 501 502 501	533 568 32 062 2116 390 0	- 164 - 147 - 80 - 18 19
4(*)	85 24 7 2,5	97	10,65	486	2719	94	498	0	35

(*) Valeurs de design de N'Kossa

Stabilisation des bruts



1

Procédé MSS – Caractéristiques du gaz associé

		Étage 1	Étage 2	Étage 3	Étage 4
Pression	bar a	85	24	7	2,5
Température	°C	105	102	99	97
Débit volume	Sm ³ /h	497 409	22 939	7 232	3 319
% du gaz associé total	vol %	93,7	4,3	1,4	0,6
Masse molaire kg	g/kmol	21,1	24,3	32,7	46,3
Compo. du gaz associé (mol %) Azote CO ₂ Méthane Éthane Propane isoButane normalButane C5+		0,56	0,23	0,06	0,01
		1,10	1,25	1,18	0,71
		78,89	66,21	34,02	16,28
		11,04	16,56	23,31	22,77
		3,44	6,47	13,17	20,56
		0,59	1,17	2,78	5,39
		0,99	1,99	4,92	10,13
		3,39	6,12	12,56	24,15

(*) Valeurs de design de N'Kossa

- 1. RVP des bruts stabilisés (ou condensats) produits
- 2. Température d'ébullition des bruts ou condensats produits à la pression atmosphérique
- 3. Débit de brut et de gaz associé aux conditions de la cuve de stockage
- Note : pour éviter les pertes de production par dégazage de l'huile dans le stockage de bruts (ou de condensats), le débit de gaz associé doit être égal à zéro. Le respect de cette exigence peut conduire à une production de bruts ou de condensats ayant une RVP inférieure à celle exigée par les spécifications.

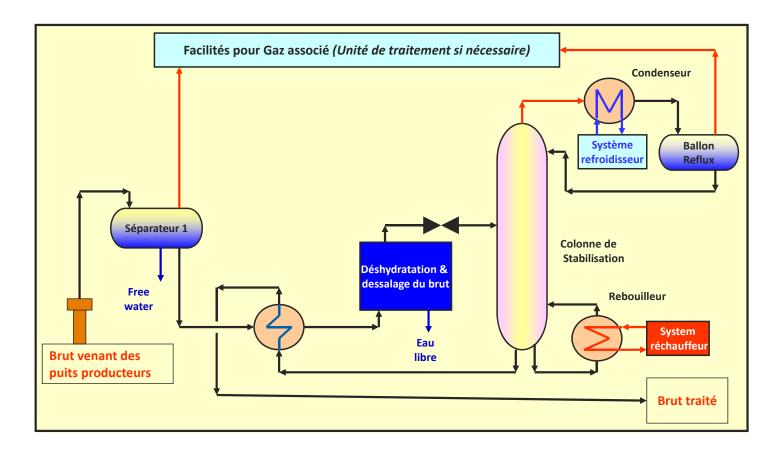
IFPTraining

1

Stabilisation des bruts



Stabilisation des bruts - Colonne de stabilisation



Stabilisation des bruts



Stabilisation des bruts - Colonne de stabilisation

Utiliser une colonne de distillation avec section de rectification et condenseur ou section de stripage seule alimentée au niveau du plateau supérieur (pas de section de rectification ni de condenseur).

Avantages

- Permet une séparation de meilleure qualité des composants du brut et une stabilisation du brut très léger (G.O.R. > 600 Sm³/Sm³) ou des condensats (augmente le taux de production du brut à RVP constante et la densité API du produit de brut)
- Peut fonctionner à une pression supérieure
 (7 à 10 bar.a) à celle d'une séparation multi-étages,
 ce qui réduit les besoins en énergie pour la
 compression du gaz associé
- Permet l'export de brut avec une teneur en H₂S de 50 à 60 ppm poids maximum

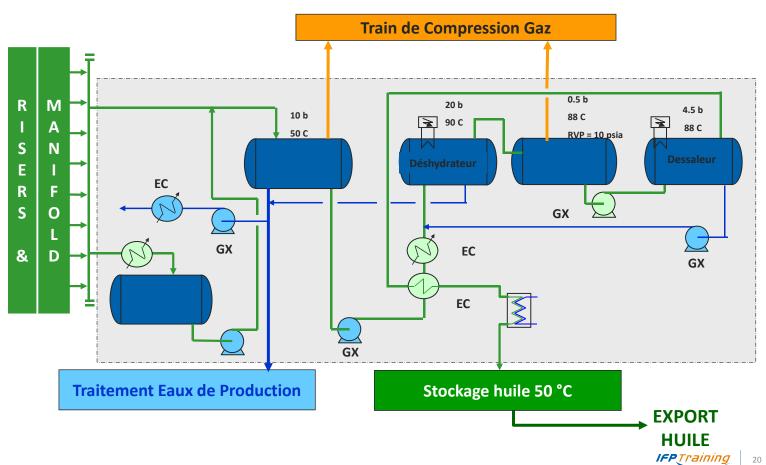
Inconvénients

- La hauteur de la colonne (20 à 25 plateaux réels dans la section de stripage) peut imposer une augmentation des coûts de la logistique de construction
- Source de chaleur importante pour les besoins du rebouilleur (température rebouilleur # 200 °C)
- Système complexe et peu souple, très difficile à actionner (un seul stabilisateur a une flexibilité limitée pour traiter la totalité de l'écoulement des fluides du réservoir. Peu souple pour gérer les variations du rapport gaz-huile)
- Risque d'encrassement du rebouilleur
- L'eau de production ou la SAUMURE créent des problèmes de fonctionnement (nécessité de diluer l'eau pour faciliter le dessalage de l'eau, éviter la formation de sel et le colmatage des tubes du rebouilleur, donc leur éventuelle corrosion).

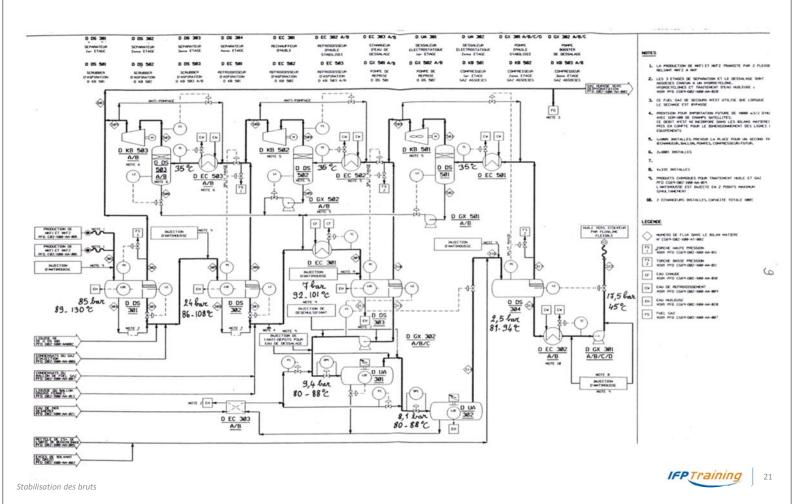
Conséquence : très peu d'installations sur le terrain utilisent ce système →PAS RECOMMANDÉ



Exemple 1: Stabilisation de brut sur FPSO



Exemple 3: PFD de N'KOSSA - Stabilisation du brut



Retenir l'essentiel



- La MSS est le procédé conventionnel de stabilisation de l'huile.
- ▶ Plus le nombre d'étages d'un procédé MSS est grand, plus la récupération d'huile est importante (donc plus faible le débit de gaz associé), plus le degré API est important et plus la RVP de l'huile exportée est basse.
- ► La pression du premier séparateur est un compromis entre les contraintes du réservoir et celles du procédé.
- La pression du dernier séparateur est la plus basse possible (presque atmosphérique).
- ► La pression des séparateurs intermédiaires doit être choisie de façon à avoir des rapports de pression relativement constants entre deux séparateurs consécutifs.
- La température des séparateurs diminue généralement, en raison du dégazage (évaporation) de l'huile dû à l'expansion.
- ▶ Dans certains cas, il est nécessaire de réchauffer l'effluent pour faciliter le dégazage. Cette opération ne doit pas se faire en amont du premier séparateur (BSW élevé, écoulement à bouchons, risques d'encrassement dû aux sédiments, pression plus élevée...)





Séparateurs





Sommaire

- ▶ Types de séparateurs
- ► Internes de séparateurs
- Dimensionnement des séparateurs

IFPTraining

Séparateurs



Types de séparateurs

- ▶ Terminologie
- Séparateurs diphasiques
- Séparateurs triphasiques
- Comparaisons
- Séparateurs à Gouttières
- Séparateurs test
- "Slug catchers"

Séparateurs



Types de séparateurs – Terminologie

- Qu'est-ce qu'un séparateur ?
 - Un conteneur servant à recevoir / traiter les fluides dans les installations de traitement huile & gaz à pression et température élevées
- Exemples types
 - **Séparateur diphasique** : capacité horizontale, verticale ou sphérique, permettant la séparation de deux phases : le gaz, qui sort par le haut, et les liquides (huile + eau), qui sortent par le bas
 - **Séparateur triphasique** : capacité horizontale, verticale ou sphérique, permettant la séparation de trois phases : gaz, huile et eau
 - Séparateur d'entrée : le premier séparateur après la tête de puits
 - FWKO (Free Water Knock Out), séparateur d'eau libre : séparateur diphasique, utilisé pour éliminer l'eau libre ou liquide (extraite au fond) des hydrocarbures (huile + gaz) quittant le séparateur par une buse de sortie COMMUNE située dans la partie supérieure
 - Épurateurs de gaz (Gas Scrubber) : servent à éliminer les gouttelettes de liquide du gaz avant la compression
 - Assécheurs de gaz avant la torche (Flare Knock Out Drum) : servent à éliminer les gouttelettes de liquide du gaz avant la combustion
 - Collecteur de condensats : séparateur (ballon Finger Technology) installé au point d'arrivée d'un pipeline diphasique ou multiphasique, servant à séparer les liquides du gaz et à assurer un écoulement relativement stable des liquides et du gaz pour les traitements en aval
- Facteur commun La séparation

Types de séparateurs – Terminologie – Exemples



Séparateur Horizontal

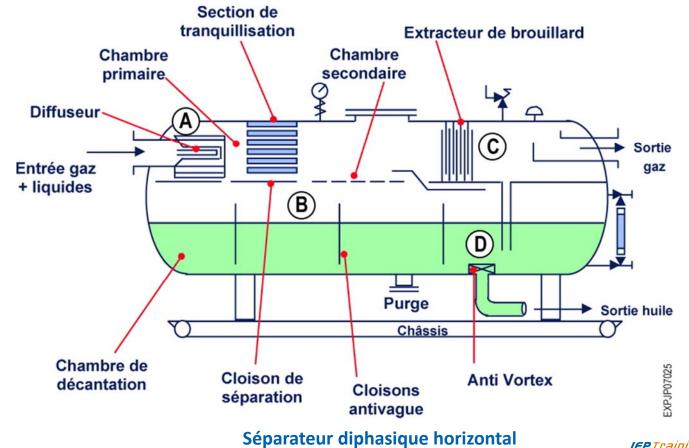


Gas Scrubber

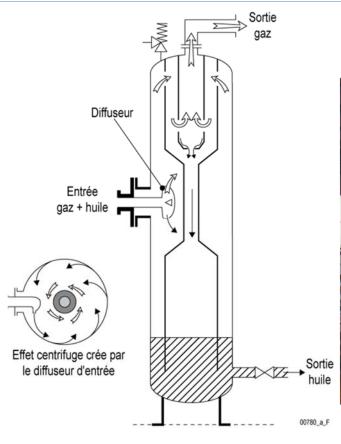
Séparateurs



Types de séparateurs – Séparateurs diphasiques



Types de séparateurs – Séparateurs diphasiques



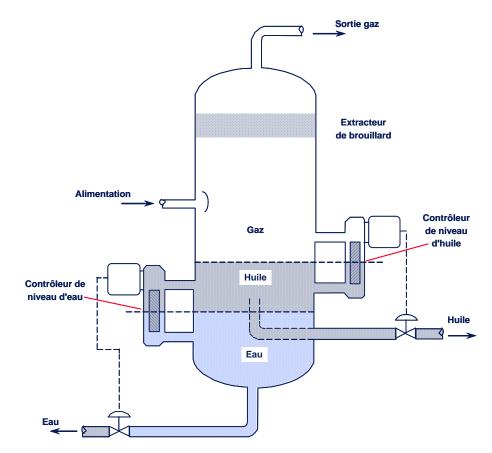


Séparateur diphasique vertical

IFPTraining

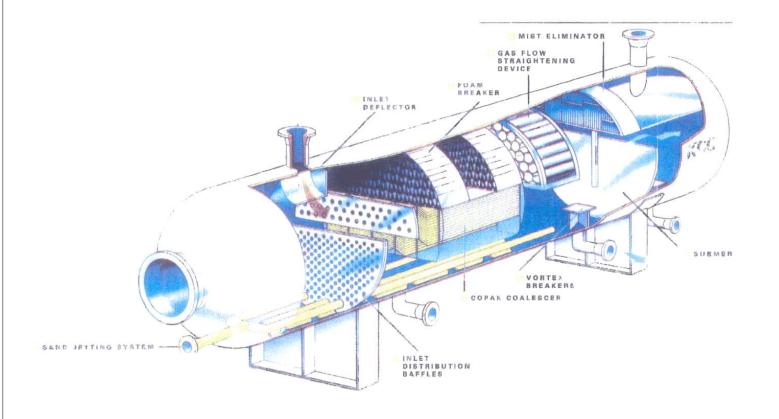
Séparateurs

Types de séparateurs – Séparateurs triphasiques



Séparateur triphasique vertical

Types de séparateurs – Séparateurs triphasiques



Séparateur triphasique horizontal



Séparateurs

Types de séparateurs – Comparaison

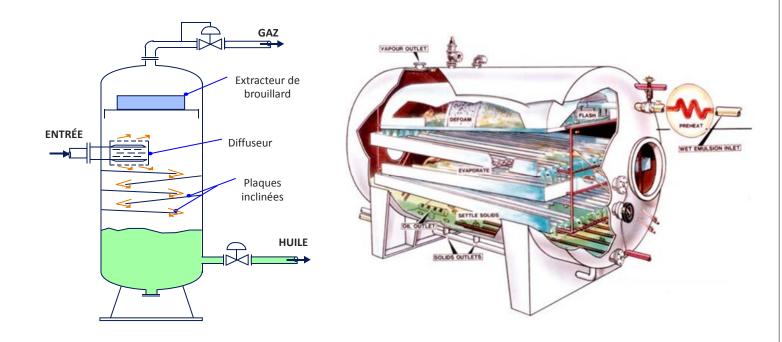
Avantages des séparateurs horizontaux

- Séparation plus efficace pour les liquides
- Capacité plus importante à diamètre donné
- Moins coûteux à capacité donnée
- Plus facile à transporter et installer (skid)

Avantages des séparateurs verticaux

- Contrôle du niveau de liquide plus facile
- Mieux adapté aux sables et sédiments
- Moindre encombrement

Types de séparateurs – Séparateurs à gouttières



Séparateurs à Gouttières pour traitement des mousses

Séparateurs



Types de séparateurs – Séparateurs de test



Séparateur de test

Types de séparateurs – Slug catchers





Séparateur slug catchers du type « finger »

Séparateurs





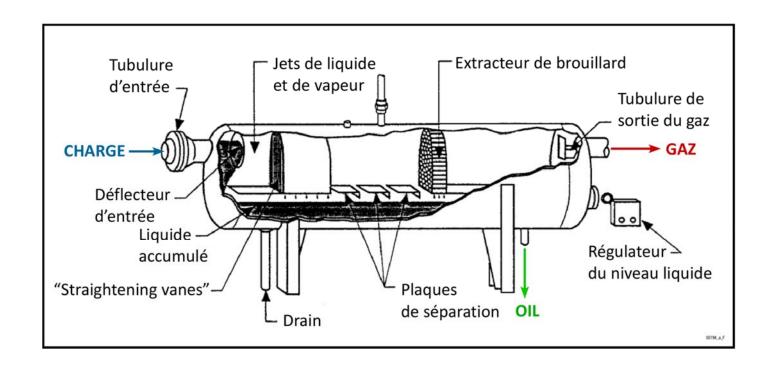
Internes des séparateurs

- Vue d'ensemble
- Diffuseur d'entrée
- Section coalescente
- Plaques "Dixon"
- Extracteur de brouillard
- Dispositif Anti-vortex ("Vortex breakers")
- Dispositif de dessablage
- Dispositif anti-vagues
- Instrumentation

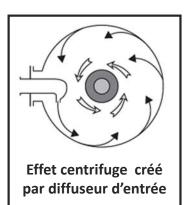
IFPTraining

Séparateurs

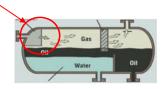
Internes des séparateurs : vue d'ensemble



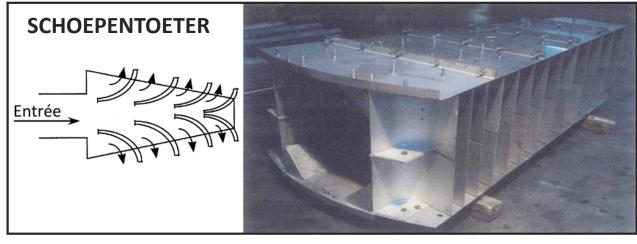
Internes des séparateurs : diffuseur d'entrée



diffuseur d'entrée



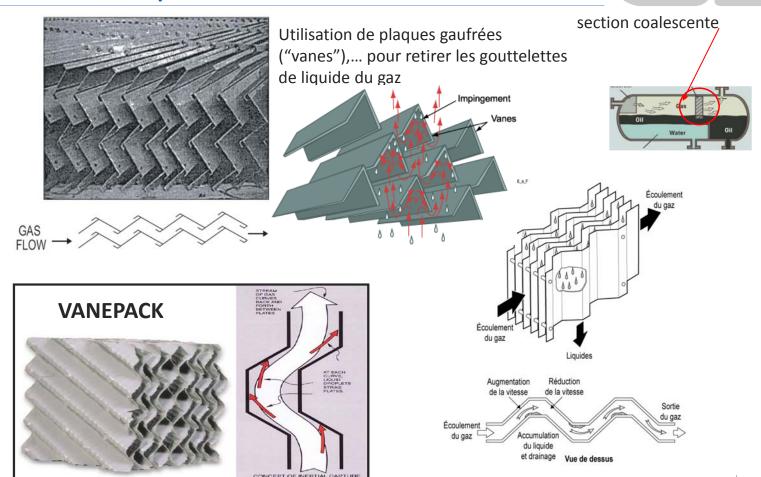
Centrifugation ou Changement brutal de direction



Séparateurs



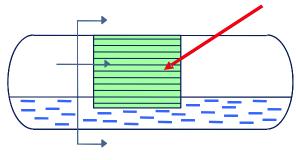
Internes des séparateurs : section coalescente

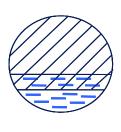


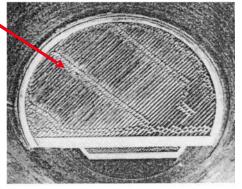
Internes des séparateurs : dixon plates



PLAQUES "DIXON"







Section X - X

Plaques inclinées à 45°

Horizontal Separator with Dixon Plates

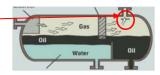
- ▶ En présence d'une large surface de contact avec la mousse, elles améliorent l'efficacité du produit antimousse injecté en amont
- La composante liquide résultante s'écoule vers le fond du séparateur
- Les plaques DIXON ont besoin de produit anti-mousse pour un fonctionnement efficace

Séparateurs

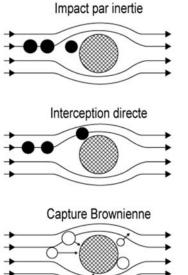


Internes des séparateurs : extracteur de brouillard

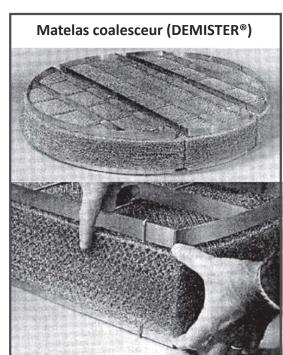
Utilisation de matelas dévésiculeurs,...extracteur de brouillard Afin d'extraire les gouttelettes de liquide du gaz



TROIS MÉCANISMES DE BASE DE CAPTURE DES GOUTTELETTES



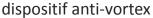


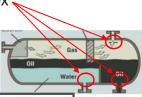


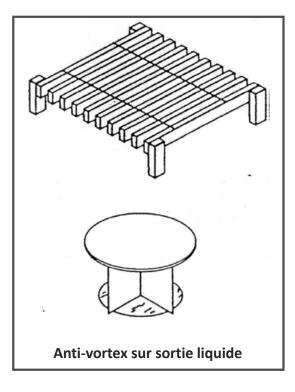
Internes des séparateurs : dispositif anti-vortex

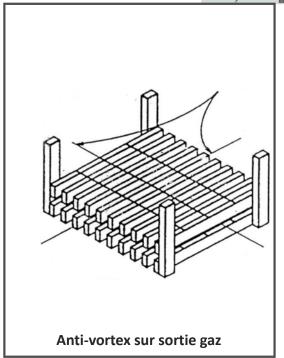
Installé surtout sur les orifices de sortie des LIQUIDES (Huile et Eau), afin d'éviter le développement d'un vortex (effet cyclonique), provocant l'entraînement du gaz par le liquide (carry-through)

→ Cavitation des pompes, mauvais dégazage de l'huile,...





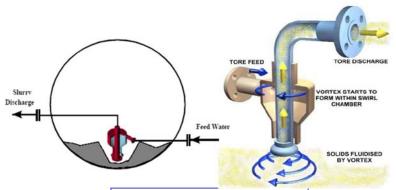




IFPTraining

Séparateurs

Internes des séparateurs : dispositif de dessablage



TECHNOLOGIE TORE®



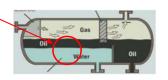


Pour l'extraction des sédiments accumulés au fond du séparateur, sans ouverture de la capacité

"SAND JETTING"

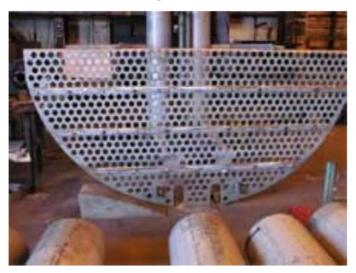


Internes des séparateurs : dispositif anti-vagues



Résorbe les vagues générées dans le séparateur par les arrivées de bouchons de liquides ("slugs") accumulées dans la ligne d'entrée

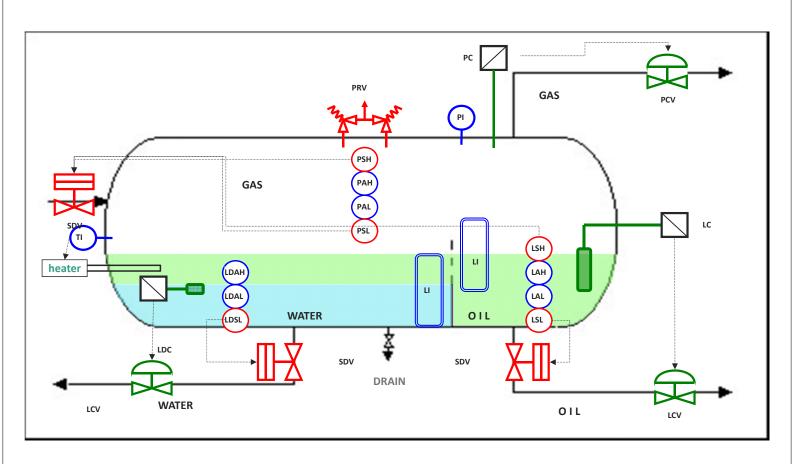


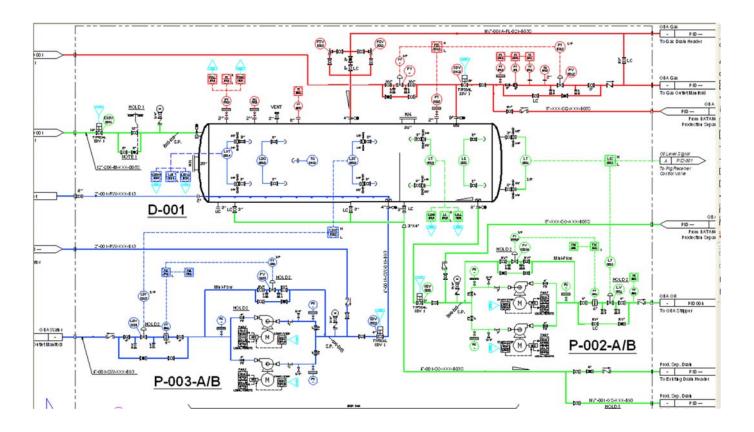


Séparateurs



Internes des séparateurs : instrumentation

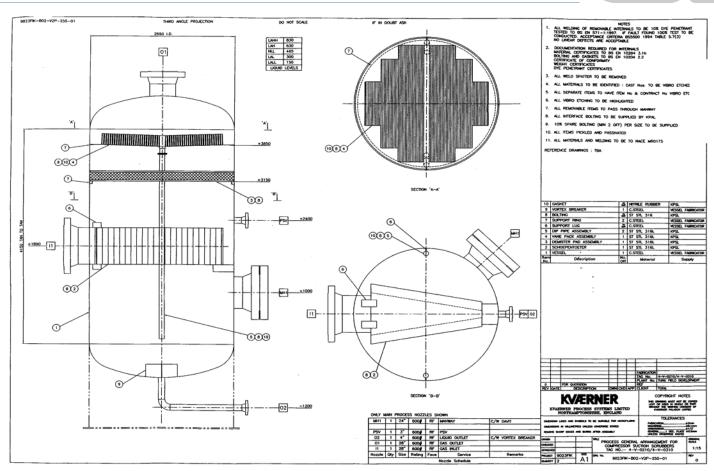




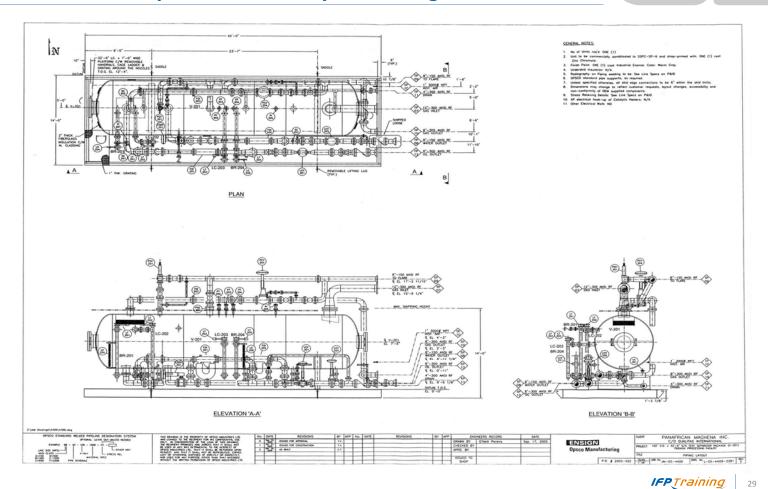
Séparateurs



Internes des séparateurs : exemple 1 de "datasheet"



Internes des séparateurs : exemple d'arrangement





Dimensionnement des séparateurs

- ▶ Principes du dimensionnement
- Dimensionnement de la capacité gaz
- ▶ Dimensionnement des capacités liquides
- ▶ Performances typiques
- ▶ Tailles typiques
- Dimensionnement des tubulures
- Considérations relatives au poids

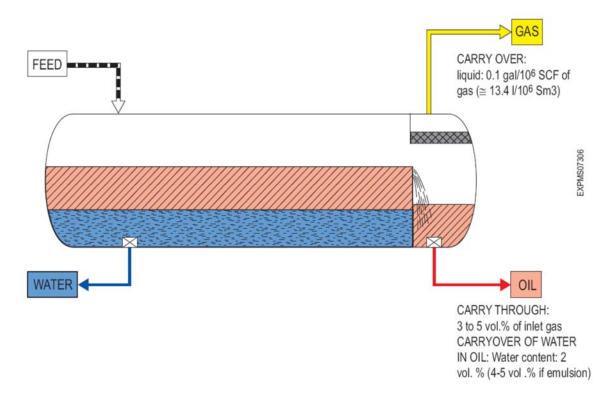
IFPTraining

Séparateurs

Dimensionnement – Principes du dimensionnement

- Capacité gaz du séparateur
 - Déterminée par la vitesse maximale du gaz, à ne pas dépasser afin de séparer les gouttelettes liquides par décantation
- ► Capacités liquides du séparateur
 - Déterminée par le temps de rétention, de chaque phase liquide, afin de désengager le gaz des liquides et d'assurer la séparation de l'eau de l'huile

Dimensionnement – Performances typiques



Séparateurs



Dimensionnement – Tailles typiques

USUAL HORIZONTAL SEPARATORS SIZE:

Diameter (inches)	Length (between tangent lines) (feet)	
36	10 to 15	
42	10 to 20	
48	15 to 25	
84	30	
100	30 to 40	
120	35 to 50	

Examples:

Crude oil type	Treatment capacity (bpd)	Diameter (inches) x Length (feet)
Heavy and foaming	50 000	100 in x 40 ft
	100 000	120 in x 60 ft
Light	50000	100 in x 40 ft

Retenir l'essentiel



- Un séparateur n'est jamais assez grand
- La section gaz est déterminée par la limite de vitesse du gaz
- ▶ Les sections liquides sont conçues d'après le temps de séjour : 3 5 minutes minimum
- ▶ Internes conçus pour faciliter la descente du liquide
- ▶ Besoin d'un dispositif d'admission efficace
- ► Habituellement, configuration verticale pour admission à dominante gaz et horizontale pour dominante liquide
- Niveaux contrôle & alarme
- ▶ Poids & dimensions (limitations pratiques)
- ► Le dimensionnement des tubulures est important (ne peut être augmenté ultérieurement)

Séparateurs

IFPTraining

Back Up slides

| Femalese | Fema



Mousses, émulsions, déshydratation Dessalage des bruts



Sommaire

- ▶ Contexte
- Mousses
- **▶** Émulsions
- ▶ Problèmes d'émulsion et différents types d'émulsions
- ▶ Procédés chimiques
- Procédés physiques

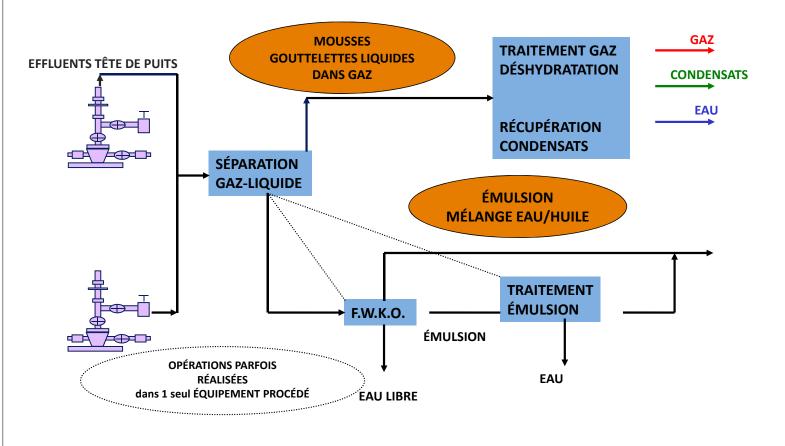


Problèmes d'émulsions et de mousses

Effluents tête de puits			
Gaz	Huile	Eau	

- ▶ Sables et silts de la formation
- ▶ Argile colloïdale
- ▶ Produits de corrosion
- Paraffines
- Asphaltènes
- Cristaux minéraux
- ▶ NaCl CaCO3 BaSO4 SrSO4

Problèmes d'émulsions et de mousses



Mousses, émulsions, déshydratation - Dessalage des bruts



Teneurs contractuelles en eau et en sel

Marché du brut		
Producteurs	Transporteurs	Raffineurs

- Transporteurs : limitations dues à la teneur en eau
- Pipeline
 - Surcharge conduite
 - Corrosion (eau + sel)
 - BSW ≤ 0,1%
- ▶ Par mer (pas de contraintes fixes, mais...)
 - Contamination accidentelle
 - Contamination par chargement sur résidus



Teneurs contractuelles en eau et en sel

Raffineries européennes :

- ▶ Un dessaleur électrostatique
 - Teneur en sel < 5mg/l
 - Dépôts dans échangeurs
 - Corrosion des unités de distillation
 - Dégradation de la qualité résiduelle
- ► Efficacité 95 %
 - Teneur en sel à l'entrée < 100 mg/l
- Spécifications champs de production
 - RAFFINERIE: sel...100 mg/l eau....0,2%
 - TRANSPORT: sel...30-40 mg/l eau....0,1%
- ▶ BSW champs de production < 0,1 %

Mousses, émulsions, déshydratation - Dessalage des bruts





Mousses – Définition





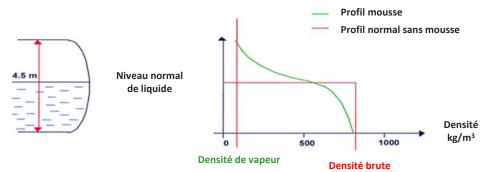
Les mousses sont des "dispersions" HUILE + GAZ

Mousses, émulsions, déshydratation - Dessalage des bruts



Mousses – Définition

- Les liquides purs ne moussent pas
- Un agent de surface est nécessaire
 - Les agents de surface, aussi appelés agents tensio-actifs, sont des agents de mouillage qui abaissent la tension superficielle d'un liquide, ce qui permet un meilleur étalement, ainsi que la tension interfaciale entre deux liquides. Les mélanges d'isomères dans les hydrocarbures sont des agents de surface.
 - La forte absorption de l'agent de surface par la paroi des bulles empêche la séparation des mousses
- Les mousses sont instables et ont tendance à se résorber plus ou moins rapidement
- ► La viscosité interne de l'huile stabilise la mousse, d'où l'entraînement des liquides dans la phase gazeuse
- ▶ Des expériences récentes ont montré que la mousse n'est pas une phase homogène au contact huile-gaz d'un séparateur mais une transition graduelle de l'huile au gaz :



Réduction de la capacité du séparateur

• Le temps nécessaire pour résorber la mousse réduit considérablement la capacité d'un séparateur. Les temps de rétention requis sont parfois multipliés par dix !

▶ Perte de contrôle du niveau dans un séparateur

Le moussage empêche la mesure précise du niveau...

Dommages éventuels aux équipements situés en aval

- Entraînement des liquides dans la ligne de gaz
 - Entraînement de liquide vers les TORCHES (DANGER + FUMÉE)
 - Risque de contamination par solvant (amines, TEG...) des traitements en aval
 - Endommagement des épurateurs et des COMPRESSEURS
- Entraînement de gaz dans la ligne d'huile
 - Mauvais DÉGAZAGE de l'huile, à refaire ultérieurement (DANGER)
 - Cavitation et endommagement des POMPES

IFPTraining

Mousses, émulsions, déshydratation - Dessalage des bruts

Tendance du brut au moussage – Paramètres

<u>Critères</u>: / Volume avec procédé flash standard Stabilité mousse

 $^{\circ}$ API 40 = 0,825 kg/l $^{\circ}$ API 30 = 0,876 kg/l

	°API > 40	30 < °API < 40	°API < 30
volumevolume initial	10 - 20	20 - 40	> 50
Durée cassage mousse (secondes)	< 30	30 - 60	> 60

Mais

- Si teneur en asphaltènes > 1 %, plus de mousse et de stabilité
- Si indice d'acidité > 0,2 mg de KOH/I, moins de mousse et plus grande stabilité
- La teneur en eau et les additifs (anti-corrosion...) ne semblent pas avoir d'effet sur le phénomène

Indice d'acidité = masse de KOH (hydroxide de potassium) en mg nécessaire pour neutraliser l'acidité de l'huile

▶ Traitement chimique

• Certain produits (anti-mousse) modifient la tension superficielle de l'huile, ce qui permet d'éviter ou de réduire la formation de mousse.

▶ Traitement thermique

• Augmente la vitesse de drainage en diminuant la viscosité du liquide.

▶ Temps de séjour

 Le gaz est rejeté par l'huile s'il y est resté suffisamment longtemps. Cette méthode consiste à surdimensionner les séparateurs.

▶ Traitement mécanique

- Installer des internes de séparateurs agissant sur la mouillabilité
- Installer des plaques inclinées, qui offrent une grande surface de contact avec la mousse, ce qui améliore l'efficacité du produit anti-mousse injecté en amont
- Utiliser des séparateurs équipés de dispositifs d'admission cycloniques spéciaux

IFPTraining

1

Traitement des mousses – Traitement chimique (anti-

mousse)

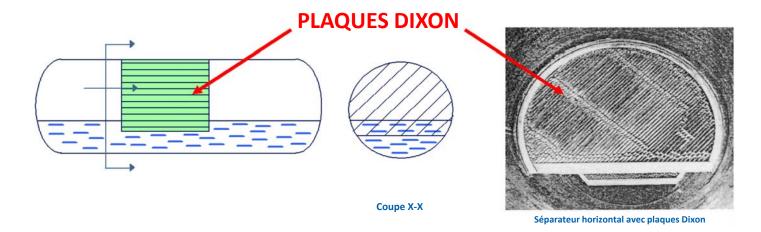
▶ Mise en œuvre de l'injection

- Injecter en amont du séparateur mais au plus PRÈS de l'entrée. Perte d'efficacité au bout d'un certain temps et quand trop mélangé au brut (l'anti-mousse doit être soluble dans le système moussant)
- L'usage de pompes de secours anti-mousses est recommandé pour éviter un entraînement immédiat du brut vers la torche en cas de défaillance de la pompe.
- Le dosage (0,5 à 10 ppm) soit être strictement contrôlé : ce produit est extrêmement coûteux et toxique pour les catalyseurs des raffineries

Autres produits

- Alcools lourds, bon marché mais d'efficacité médiocre
- Fluoro-silicones, très efficaces mais chers. À utiliser dans des cas extrêmes

Traitement des mousses – Traitement mécanique

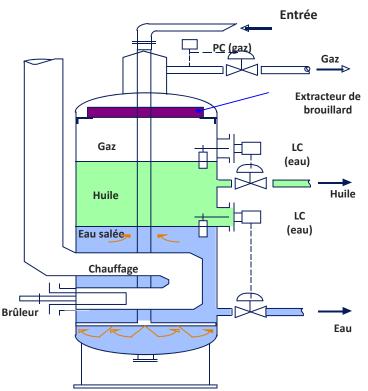


- Plaques inclinées à 45°
- ► En présence d'une large surface de contact avec la mousse, elles renforcent l'efficacité du produit anti-mousse injecté en amont
- ▶ Le composant liquide qui en résulte s'écoule vers le fond du séparateur
- ► Les plaques Dixon ont besoin de produits anti-mousse pour fonctionner efficacement

Mousses, émulsions, déshydratation - Dessalage des bruts



Traitement des mousses - Traitement mécanique



- L'huile circule à travers un bain d'eau salée chaud.
- ► Chauffage:
 - augmente le volume des bulles,
 - diminue la viscosité,
 - diminue la tension superficielle de l'huile donc favorise le rejet de gaz.
- Ce procédé est ancien mais efficace!

Traitement des mousses par chauffage dans un bain d'eau salée

RETENIR L'ESSENTIEL

- Les mousses sont semblables aux émulsions
- ► Les bruts visqueux (lourds) et/ou acides / naphthéniques ont tendance à former des mousses solides
- ▶ Si on peut prévoir le moussage au niveau de la conception, il faut surdimensionner les séparateurs en installant des internes dédiés, afin d'en limiter les conséquences
- Sinon, le traitement anti-mousse comprend généralement chauffage + injection de produits chimiques
- ► Le choix des agents anti-mousse se fonde sur des expériences en laboratoire (Flash Foaming Test)
- ► Le point d'injection des agents anti-mousse doit se trouver en amont du séparateur, mais au plus près de l'entrée.
- ► Le dosage d'anti-mousse doit être strictement contrôlé.

IFPTraining

Mousses, émulsions, déshydratation - Dessalage des bruts

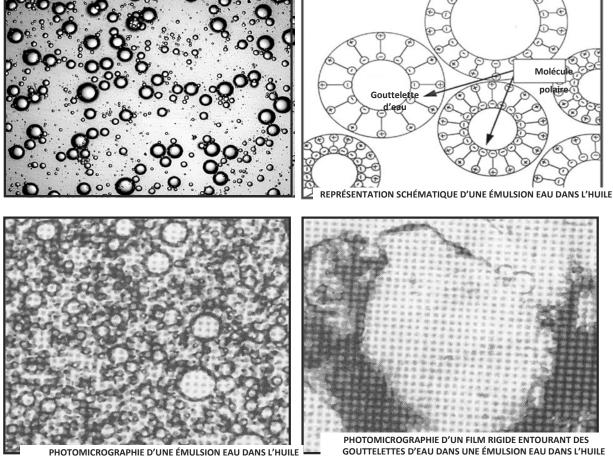
ÉMULSIONS Émulsions domestiques Dissipation de l'énergie Agents émulsifiants Définition d'une émulsion

- ▶ Dispersion d'un liquide (phase interne) dans un autre liquide (phase continue) : système diphasique
- ► Phase dispersée faite de gouttelettes microscopiques (de 0,1 à \approx 30 μ)
- ▶ Théoriquement instable d'un point de vue thermodynamique



Mousses, émulsions, déshydratation - Dessalage des bruts

Exemples d'émulsions



L'émulsification est un procédé non spontané!



Mousses, émulsions, déshydratation - Dessalage des bruts



Dissipation de l'énergie

Où se forment les émulsions?



Partout où suffisamment d'énergie est transférée au système

En présence de certains produits chimiques (agents de surface, agents émulsifiants)

ET VOICI UN BON BOUILLON CHIMIQUE !!!

anti H₂S

LDHI

MERCURE

DÉPÔTS CALCAIRES

DÉSÉMULSIFIANT

PARAFFINES

CONDENSATS

EAU GLYCOL

MÉTHANOL BIOCIDE

INHIBITEUR DE CORROSION

SABLE/SILT

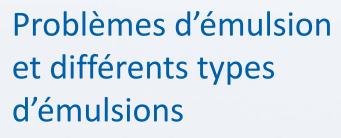
ASPHALTÈNES





IFPTraining

Mousses, émulsions, déshydratation - Dessalage des bruts



Émulsion double

Formation d'une émulsion



Types d'émulsion



- 1 HUILE
- 2 EAU



ÉMULSION EAU / HUILE (BSW<60%)



1 EAU

2 HUILE



ÉMULSION HUILE / EAU

Mousses, émulsions, déshydratation - Dessalage des bruts



Agents émulsifiants (chimiques)

Différents composants de l'huile brute stabilisent la dispersion huile/eau en créant une barrière à la surface des gouttelettes d'eau, qui les empêche de s'approcher les unes des autres.

SOLIDES PARTICULAIRES

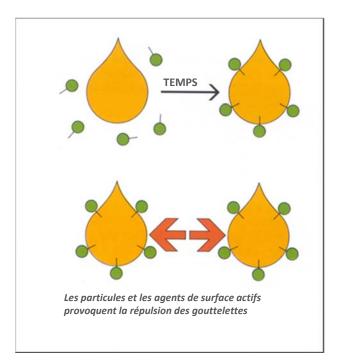
FOLYMÈRES

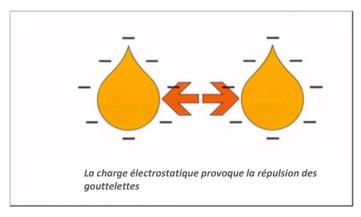
IONS ABSORBÉS

AGENTS DE SURFACE



Formation d'une émulsion

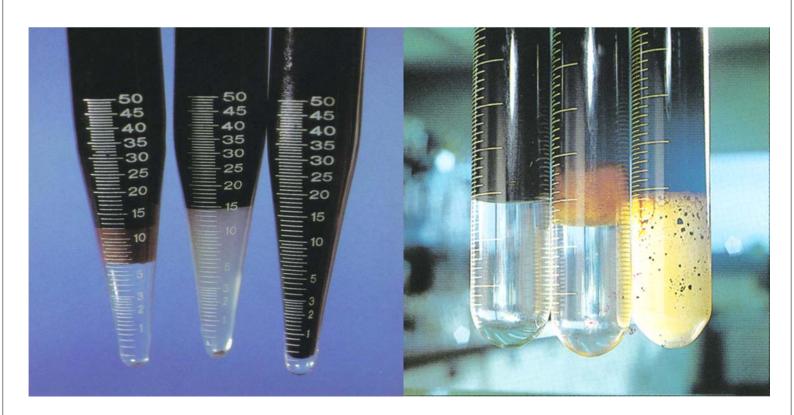




Mousses, émulsions, déshydratation - Dessalage des bruts



Exemples d'émulsions





Traitement des émulsions eau / huile

Procédes chimiques

Ajout de désémulsifiant : de quelques ppm à 30 ppm

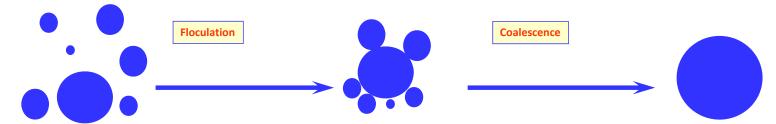
Procédés physiques

- Effet de la température
- Effet du champ électrostatique

Procédés mixtes

Combinaison des procédés chimiques et physiques

- la floculation
- la coalescence
- ▶ La floculation est l'action de rassembler et de mettre en contact les gouttelettes
- ▶ La coalescence est la rupture des films interfaciaux



► La floculation permet seulement la décantation mais, si la coalescence est très lente, une couche d'émulsion se forme à l'interface huile/eau dans le séparateur

Mousses, émulsions, déshydratation - Dessalage des bruts

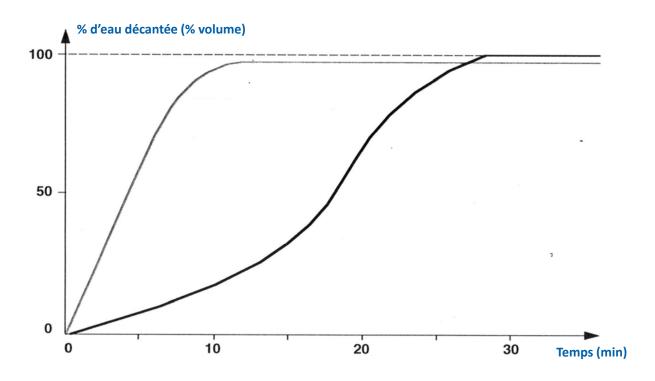


-

Désémulsifiants chimiques

- ► Le désémulsifiant idéal est le complément de l'agent de surface naturellement présent dans le brut tel que la somme des interactions avec l'huile et la somme des interactions avec l'eau soient égales :
 - grande dépendance vis-à-vis du brut
 - et des conditions du terrain
- Choix du désémulsifiant à faire sur site :
 - bottle tests avec émulsion réelle, réalisés en laboratoire,
 - puis tests sur le terrain

Comparaison par *bottle test* de l'action de deux désémulsifiants



Mousses, émulsions, déshydratation - Dessalage des bruts



Choix des points d'injection des désémulsifiants

- Forte turbulence
 - pour un mélange étroit
- ▶ Température élevée
- Système de transport en amont
 - pour éviter le vieillissement de l'émulsion
 - pour permettre une durée d'activité plus longue





Procédés physiques

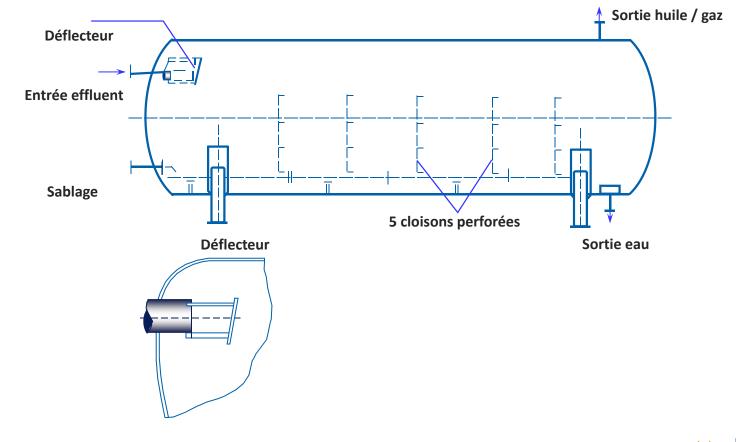
Déshydratation

• Élimination de l'eau en dispersion dans le brut pour satisfaire la spécification de teneur en eau

Dessalage

- Satisfaire la spécification de teneur en sel lorsqu'elle n'est pas implicite à satisfaire la spécification de teneur en eau
- ► Le dessalage est une déshydratation effectuée avec une eau de lavage plus douce que l'eau du réservoir

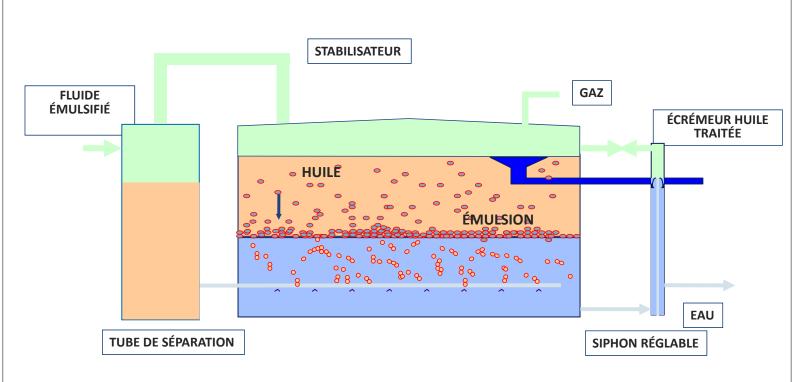
Free Water Knock Out (FWKO)



Mousses, émulsions, déshydratation - Dessalage des bruts



Bac de lavage



► Traitement primaire de déshydratation / dessalage

Paramètres de fonctionnement

- Caractéristiques du brut
- Teneur en eau
- Teneur en sel

Mousses, émulsions, déshydratation - Dessalage des bruts

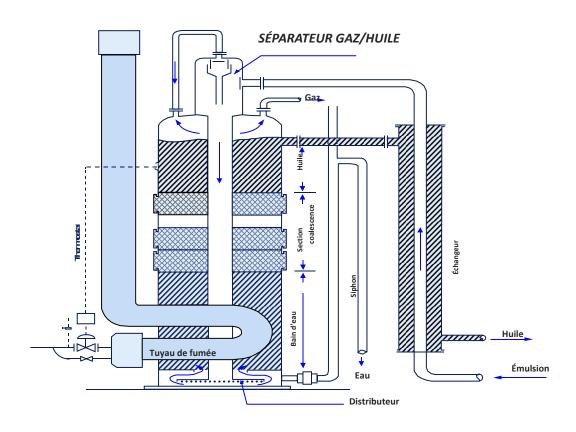
Avantages et inconvénients

- Maintenir constante la teneur en sel de l'eau décantée par injection d'eau de lavage douce : 5 % à 35 %
- Temps de séjour long : de plusieurs heures à plusieurs jours
- Injection de désémulsifiant recommandée
- ► Efficacité du traitement : BSW # 1 2 %

IFPTraining

39

Unité de traitement verticale avec réchauffeur



Avantages unité de traitement avec réchauffeur / bac de lavage



Peut fonctionner sous pression

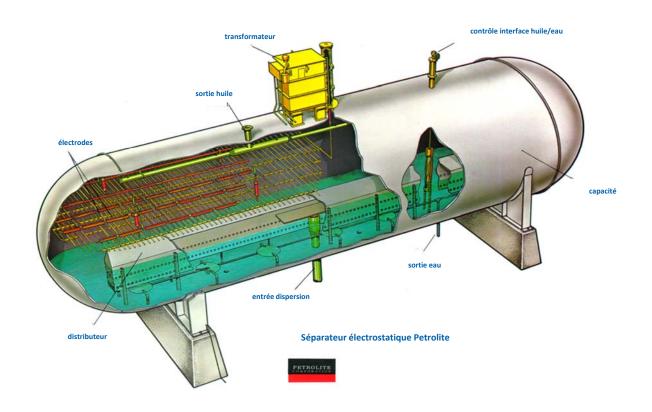
Plus compacte qu'un bac de lavage

Meilleure efficacité : BSW ~ 0,5 %

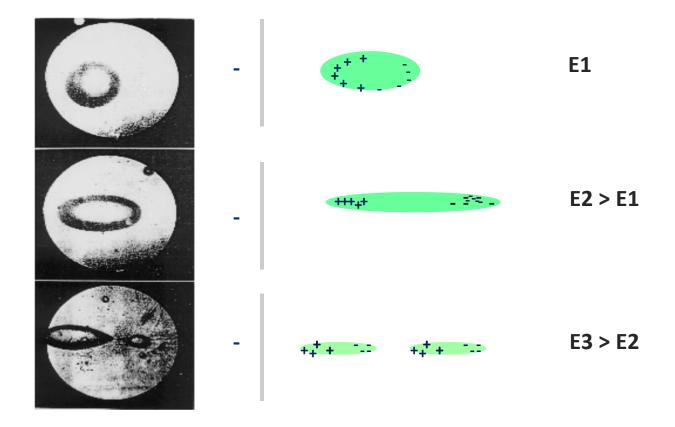
Mousses, émulsions, déshydratation - Dessalage des bruts



Déshydrateur/dessaleur électrostatique



Gouttelette d'eau : en présence d'un champ électrique

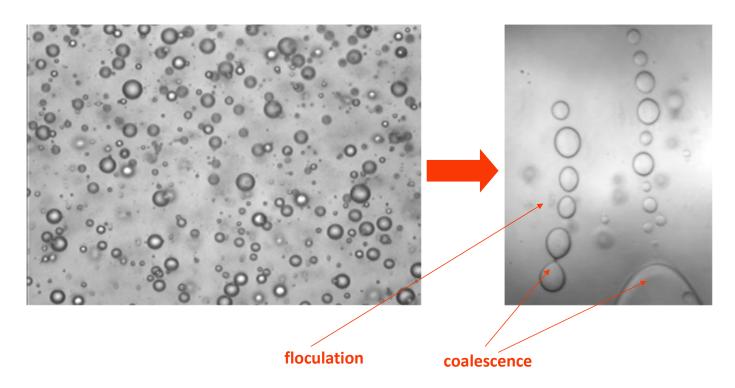


Mousses, émulsions, déshydratation - Dessalage des bruts



Gouttelette d'eau : en présence d'un champ électrique

Action du champ électrique

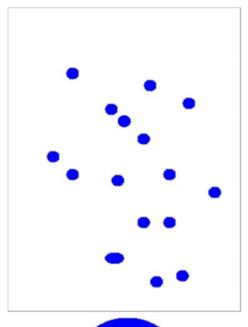


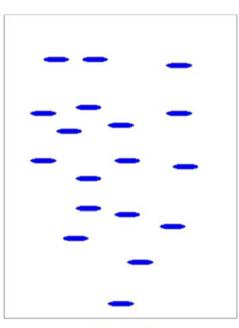
Floculation dans un champ électrique

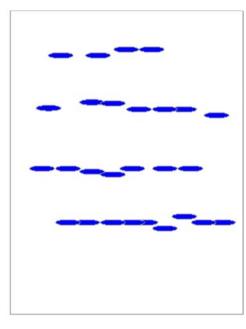
Pas de courant

Avec courant

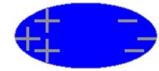
Floculation















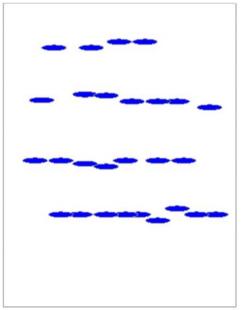
 $Mousses, \, \'emulsions, \, d\'es hydratation \, \hbox{-} \, Dessalage \, des \, bruts$

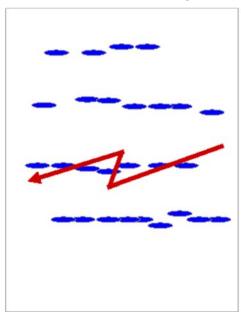
Coalescence dans un champ électrique

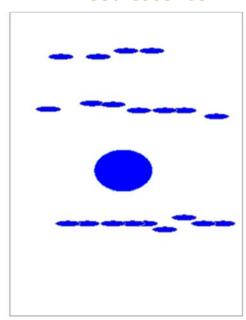
Floculation

Arc électrique

Coalescence



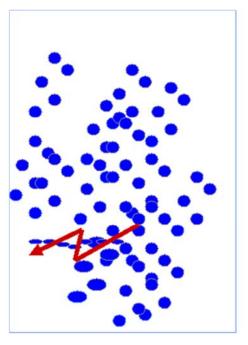






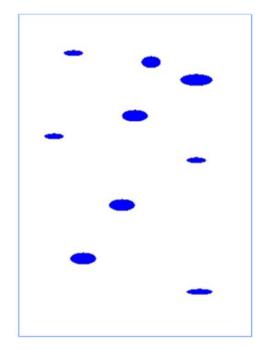


Trop d'eau



Court-circuit électrique

Pas assez d'eau



Pas de floculation

Mousses, émulsions, déshydratation - Dessalage des bruts



Dessalage électrostatique

Opérations	Réalisation de l'opération	Paramètres actifs
Eau douceDissolutionDilution	Formation d'une fine émulsion entre brut salé et eau douce	 Quantité d'eau Réglage vanne de mélange Présence d'un agent mouillant
Coalescence des gouttes d'eau dans le brut	Le champ électrique développe des forces entre les gouttes/dipôles facilitant la coalescence	 Valeur champ électrique Quantité et qualité de l'eau Temps de séjour Agent de surface
Décantation des gouttelettes	Commence en même temps que la coalescence. Se produit dans le volume entier	 Dimension gouttes Différence densité huile/eau Température (viscosité)

LOI DE STOKES

$$V = 2/9 R^2 g (\rho w - \rho o) /\mu$$

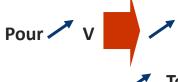
V: vitesse des gouttes par gravité

accélération de la gravité

rayon des gouttes

pw: masse volumique de l'eau ρο: masse volumique de l'huile

μ: viscosité de l'huile



R : quantité eau de lavage et désémulsifiant

Température, donc μ

Généralement 2 cp < μ < 5 cp et 20 min < temps de séjour < 30 min

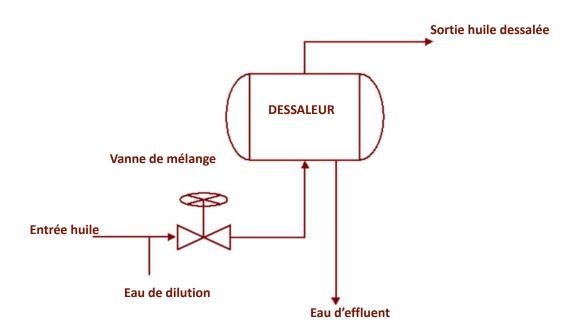
Vitesse décantation = Vitesse gouttes gravité - Vitesse ascendante 0,25 cm/sec 0,45 cm / sec 0,2 cm / sec

Mousses, émulsions, déshydratation - Dessalage des bruts

IFPTraining

Coalesceur électrostatique à un étage

Schéma de dessalage



Paramètres opérationnels des dessaleurs

Paramètres de calcul :

- temps de décantation
- surface des électrodes
- type de champ électrostatique
- Fixés lors de la conception.

Les paramètres opérationnels sont les suivants :

1 - Interface Eau/Huile
 Électrode à potentiel nul
 Doit être maintenue à niveau constant

- Difficultés :
 - encrassement du niveau à glace
 - instabilité de la position du flotteur

Mousses, émulsions, déshydratation - Dessalage des bruts



Paramètres opérationnels des dessaleurs

- 2 Température
 - $(\rho w \rho o) / \mu = f(t)$ TEMPÉRATURE LA PLUS ÉLEVÉE POSSIBLE Sur champs de production : limitation due aux pertes de légers et au coût de chauffage $60 \, ^{\circ}C$ En raffinerie : $120 \, ^{\circ}C 150 \, ^{\circ}C$
- 3 Taux d'eau de lavage

Force de coalescence 7 si quantité d'eau 7

4 - Point d'injection de l'eau de lavage
 Essentiellement injectée en amont de la vanne de mélange

Paramètres opérationnels des dessaleurs

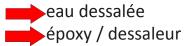
5 - Nature de l'eau de lavage

Selon disponibilité

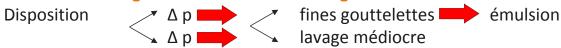
eau douce si possible

eau de mer en offshore

Pour limiter la corrosionutiliser eau dessalée



6 - Perte de charge dans la vanne de mélange



7 - Injection de désémulsifiant ~ 5 à 50 ppm injectés en tête de puits en amont des séparateurs

IFPTraining

Mousses, émulsions, déshydratation - Dessalage des bruts

Performances des dessaleurs électrostatiques

1 Teneur en sel

En fonction de:

- caractéristiques de l'eau de lavage
- traitement subséquent (stockage)

2 Teneur en eau

De l'ordre de 0,1 – 0,2 % du BSW

3 Teneur en huile de l'eau rejetée

- Garantie fabricants < 200 500 ppm d'hydrocarbures
- Garantie irréaliste plutôt 2000 ppm d'hydrocarbures

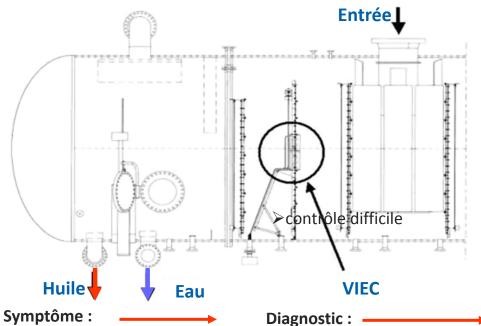
Mousses, émulsions, déshydratation - Dessalage des bruts



Performances comparatives

	Bac de lavage	Unité de traitement avec réchauffeur	Coalesceur électrostatique	
Huile traitée	° API >= 30	(d < 0,876)	légère/lourde	
Performance BSW (%)	1 - 2 %	0,5 %	0,1 – 0,3 %	
Moyenne ζ	4 - 8 heures +	1 - 4 heures	20 min	
Application	PAS LE MEIL OFFSH SAUF PO	à terre - en mer		

Coalesceur électrostatique intégré au séparateur : VIEC



220 000 b/j 15" dia. x 50" T/T Admission au centre

- niveau eau dans huile élevé
- contrôle difficile
- rejet accidentel d'huile dans eau de production

Diagnostic:

niveau couche d'émulsion 90 cm

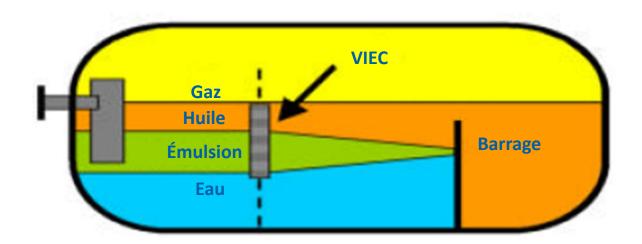
Solution:

Installer un VIEC

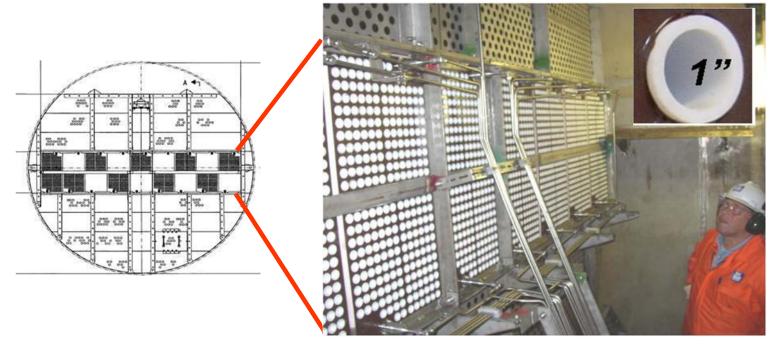
IFPTraining

Mousses, émulsions, déshydratation - Dessalage des bruts

VIEC



VIEC installé dans le 1er étage du séparateur Troll C



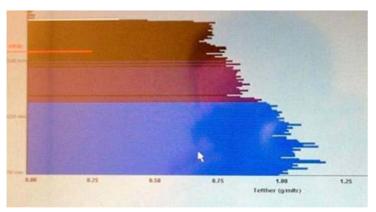
- > 25% d'ouverture plaques perforées
- ▶ le VIEC cible la couche huile/émulsion

Mousses, émulsions, déshydratation - Dessalage des bruts

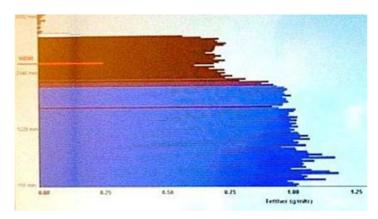


VIEC dans le 1er étage de Troll C - Fonctionnement sur 19

mois



- ► Couche d'émulsion réduite de 80%, de 1 000 à 200 mm
- BS&W
 - de 10-15 % à 5 % en production de gaz
 - de >20 % à 10% en production de gaz nominale



- ▶ 10 à 2 ppm de désémulsifiant 600 000 USD/an de réduction de coûts
- ► Augmentation de production de 5-10%
- Pas de rejets accidentels d'huile



Adoucissement des bruts





SOMMAIRE

- **▶** Introduction
- ► Procédés d'adoucissement Principle du stripage de l'H₂S
- ▶ Stripage froid
- ► Stripage chaud Colonne de stabilisation (avec reflux)
- ► Comparaison des procédés d'adoucissement

IFPTraining

Adoucissement des bruts



Adoucissement des bruts - Objectifs

► Abaisser la teneur en sulfure d'hydrogène d'un brut acide pour réduire les difficultés de manipulation et de transport (l'H₂S est extrêmement toxique et corrosif).

Plage des spécifications de teneur en sulfure d'hydrogène : 20 à 80 ppm poids



▶ Note:

- 1. Pendant la stabilisation, les composés les plus volatils sont éliminés sous forme de vapeur et forment le gaz associé. L'H₂S et autres composés soufrés volatils sont entraînés mais un adoucissement supplémentaire peut être nécessaire.
- 2. Les spécifications sont fixées par négociation entre l'acheteur et le vendeur et varient au cas par cas.

IFPTraining

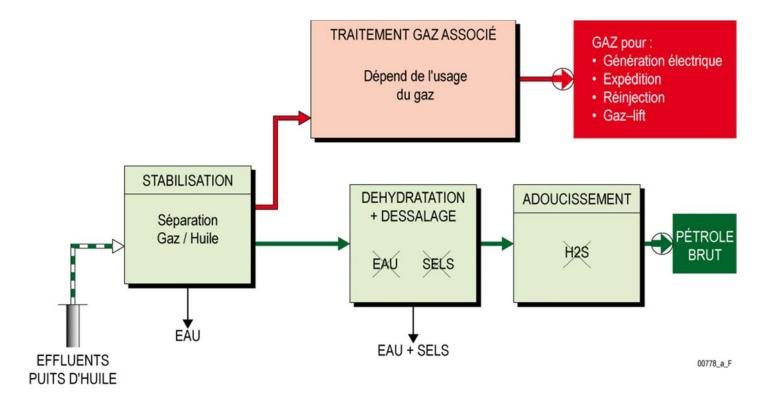
Adoucissement des bruts

Adoucissement des bruts - Toxicité de l'H2S

CONCENT H2		DURÉE D'INHALATION	EFFETS				
1	ppm vol.	-	Limite de perception : odeur caractéristique d'œuf pourri				
10	ppm vol.	-	Niveau d'exposition : 8 heures/jour, 40 heures/semaine				
15	ppm vol.	15 min	Niveau d'exposition court terme				
100 - 150	ppm vol.	2 – 15 min	Perte de l'odorat				
150 - 200	ppm vol.	2 – 5 min	Perte de l'odorat				
150 - 200	ppm vol.	8 – 48 hours	Hémorragie et MORT				
500 - 600	ppm vol.	2 min	Toux, évanouissement, perte de connaissance				
600 – 1,500	ppm vol.	2 min	Évanouissement, perte de connaissance, MORT				



Adoucissement des bruts - Block flow diagram



Exemple de schéma bloc de traitement du brut sur champ

Adoucissement des bruts

IFPTraining



Adoucissement des bruts - Différents procédés

Le procédé dépend de la teneur en sulfure d'hydrogène (H₂S) de l'effluent puits

ightharpoonup H₂S < 700 ppm poids

• La multiple stage separation (MSS) simple suffit quand la température du dernier étage du séparateur est déterminée par une RVP à 10 psia.

ightharpoonup 700 < H₂S < 2000 ppm poids

- Un stripage à froid avec colonne de stripage de gaz (15 à 25 plateaux) est nécessaire.
- Gaz de stripage utilisé: gaz associé sortant du 1er étage (celui qui a la teneur en H₂S la + faible).
- Température du brut à l'entrée de la colonne de stripage : contrôlée pour ajuster la teneur en H₂S et la spécification RVP du brut stabilisé.

Arr H₂S > 2000 ppm poids

- Un stripage à froid avec colonne de stripage de gaz (15 à 25 plateaux) est nécessaire.
- Gaz de stripage utilisé : gaz doux uniquement.
- Le stripage à chaud est une solution alternative plus économique lorsque le brut est trop acide pour un stripage à froid et qu'on ne dispose pas de gaz de stripage doux

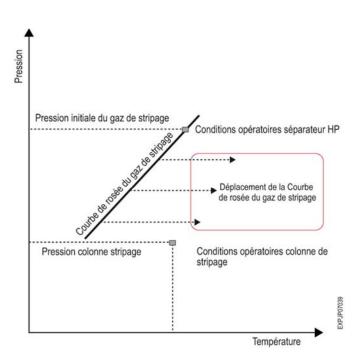
Note : le stripage à chaud permet de respecter la spécification H₂S.

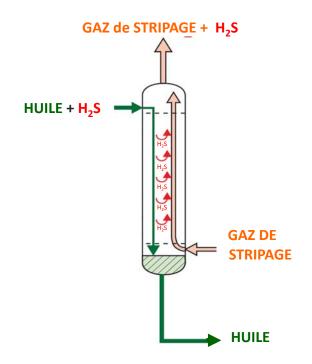
• Inconvénient : une désydratation/un dessalage du brut sont nécessaires avant l'adoucissement pour éviter les problèmes d'encrassement et de colmatage du rebouilleur dus aux dépôts de sel.

Adoucissement des bruts

IFPTraining

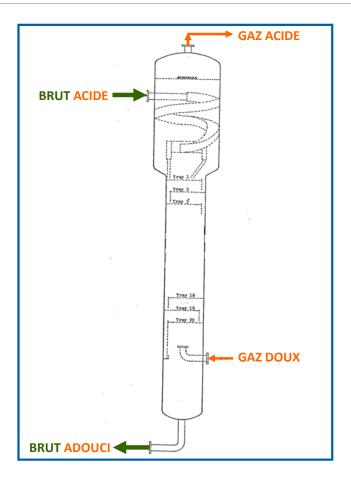
Adoucissement des bruts - Colonne de stripage de l'H₂S





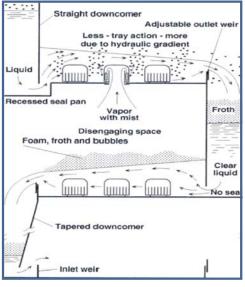
Le gaz de stripage, qui a un point de rosée peu élevé (correspondant aux conditions du séparateur HP) essaie d'atteindre son équilibre thermodynamique à la pression de service de la colonne de stripage. Il absorbe donc les composants du brut, en particulier l'H₂S.

Adoucissement des bruts – Colonne de stripage de l'H₂S



BUBBLE CAP TRAYS



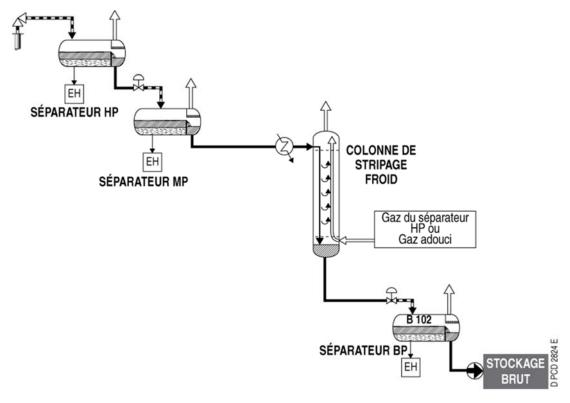


Adoucissement des bruts





Stripage froid – Principe



Exemple de schéma simplifié de stabilisation de brut avec adoucissement par stripage à froid

Adoucissement des bruts

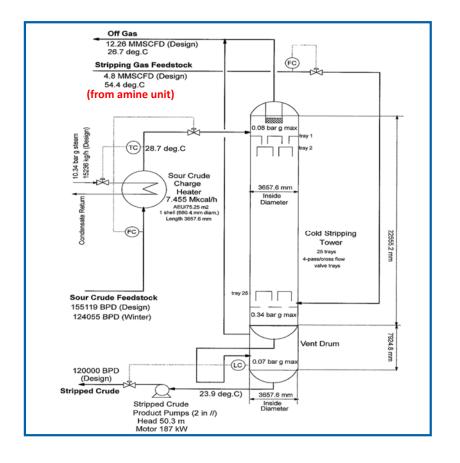


Stripage froid – Choix du gaz de stripage

Étage		1	2	3	4	Stockage
Pression	(bar.a)	28,7	9,3	3,8	1,7	1,0
Gaz Associé	(% mol du total)	67	16	7	6	4
Masse Molaire (kg/kmol)		23	28	34	39	43
Composition (mol %)						
F.	H ₂ S	0,84	1,59	2,67	3,27	2,87
CO ₂		9,89	12,66	12,47	7,41	3,24
Méthane		70,44	50,22	25,54	8,08	1,91
Éthane		12,58	22,26	32,76	36,08	30,48
Propane		4,44	9,49	16,68	30,71	40,12
Bu	tane	1,31	2,83	6,00	10,93	16,05
	₅ +	0,50	0,95	1,88	3,52	5,33

Stripage froid – Exemple: UMM SHAIF – ADMA (ABU

DHABI)

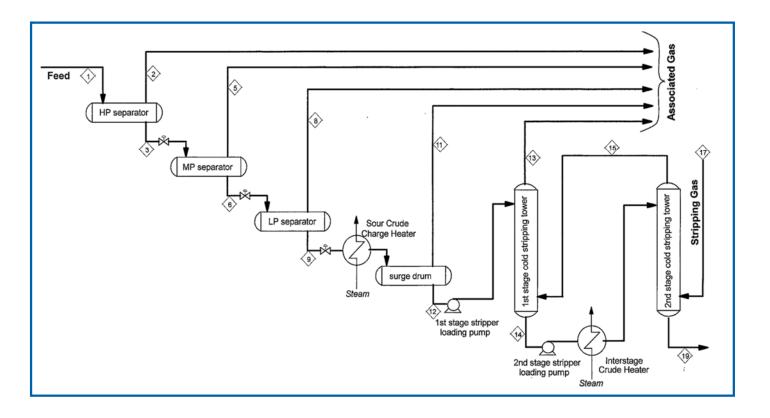


Adoucissement des bruts



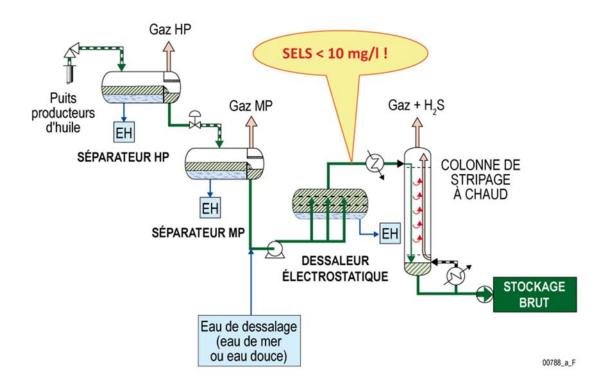
Stripage froid – Exemple: BUNDUQ – ADMA-OPCO (UAE

+ QATAR)





Stripage chaud - Principe



Exemple d'adoucissement du brut par stripage à chaud



Comparaison des procédés d'adoucissement

	Teneur en H₂S du brut de charge	Avantages	Inconvénients
Stripage froid	 H₂S < 2000 ppm masse → 1 stripeur H₂S > 2000 ppm masse → 2 stripeurs 	SimplicitéFlexibilité	 Pas de contrôle des pertes des composés (contacte physique entre huile et gaz) Une unité d'adoucissement du gaz de stripage peut être nécessaire (typiquement pour H₂S > 700 ppm masse dans effluent)
Stripage chaud (Sans reflux)	Pas de limitations	 Contrôle limité des pertes de composés légers Bien adapté à l'ajustement de la RVP aux spécifications 	 Nécessite une déshydratation sérieuse en amont (séparation de l'eau de l'huile) Une déshydration/Dessalage du brut en amont peut être nécessaire Besoin en énergie (Fuel Gas)
Colonne de stabilisation (avec reflux)	Pas de limitations	■ Contrôle rigoureux des pertes des composés légers	 Nécessite une déshydratation sérieuse en amont (séparation de l'eau de l'huile) Une déshydration/Dessalage du brut en amont peut être nécessaire Besoin en énergie (Fuel Gas) Investissement plus élevé



Introduction au traitement de l'eau d'injection

Opérations de production d'huile et de gaz



Sommaire

I. Objectif de l'injection d'eau

- 1. Pourquoi injecter de l'eau dans le gisement ?
- 2. Où est injectée l'eau

II. Origine et contaminants de l'eau d'injection

- 1. Source d'eau d'injection
- 2. Contaminants de l'eau d'injection
- 3. Qualité requise pour l'eau d'injection

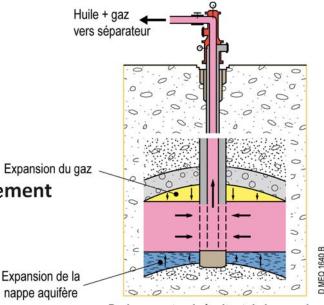
III. Introduction au traitement de l'eau d'injection

1. Exemple de schéma de traitement

I. Objectif de l'injection d'eau

1. Pourquoi injecter de l'eau dans le gisement?

- Phénomènes moteurs naturels induisant la production d'huile :
 - Expansion de la roche mère et des fluides
 - Expansion du gaz dissous
 - Expansion d'une accumulation de gaz au sommet du réservoir (gaz cap)
 - Expansion d'un aquifère
 - ⇒ Faible récupération d'huile
- ⇒ Besoin de maintenir la pression du gisement pour améliorer la production :
 - Injection d'eau (méthode la plus couramment utilisée)
 - Injection de gaz



Drainage naturel résultant de la pression du gaz et de l'eau du gisement

IFPTraining

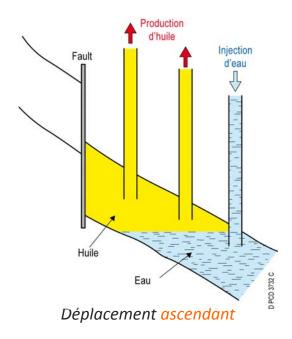
Introduction au traitement de l'eau d'injection

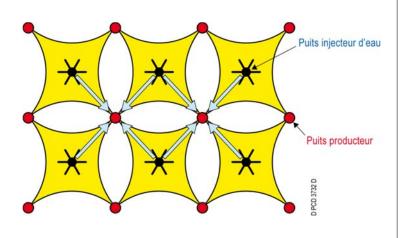
I. Objectif de l'injection d'eau

2. Où est injectée l'eau?

But de l'injection d'eau :

- Maintien de la pression du réservoir
- Balayage de l'huile en place





Déplacement radial



II. Origine et contaminants de l'eau d'injection

1. Source d'eau d'injection

► Source d'eau d'injection :

- eau de production
- eau de mer (en complément de l'eau de production)
 - Prélevée à 100 m au-dessous du niveau de la mer

Caractéristiques de l'eau :

	, ne	Oxygene Dioxyde de catrone se solute en superied of Organismes vivante spec							
Source de l'eau	Owlene	Dioxyd	Methane	Solides	Matiere	Organiz	SALD	Sals	
Eau de mer									
Haute mer	++		Traces	+	++	++	+++	+++	
Eau profonde		++	++	+				++	
Eau de production									
Eau de formation		+ + (+H2S)	++	++	HC		+	+++	
Eau de dessalage		++ (+H2S)	++	++	HC		+	+++	

- + Faible concentration
- + + Moyenne concentration
- +++ Forte concentration

HC Hydrocarbures

Introduction au traitement de l'eau d'injection

II. Origine et contaminants de l'eau d'injection

2. Contaminants de l'eau d'injection

Contaminants de l'eau d'injection :

- Oxygène
 - O₂ favorise la corrosion
- Dioxyde de carbone
 - CO₂ peut entraîner la formation de dépôt de carbonate

Sulfure d'hydrogène

H₂S corrode les tuyauteries et est très toxique

Méthane

- ${
 m CH_4}$ peut former des hydrates dans les conditions d'injection d'eau (pression élevée, faible température)
- Matières en suspension, organismes vivants (bactéries)
 - Contribuent à l'encrassement et au colmatage des tuyauteries
 - Les bactéries sont aussi cause de corrosion
- Matières organiques
 - Aliments pour les bactéries
- Bactéries sulfato-réductrices (SRB)
 - Transforment les sulfates présents dans l'eau en H₂S (= SULFUROGENESE)
- Sels
 - Peuvent être source d'encrassement
 - Peuvent être incompatibles avec l'eau du réservoir (formation de BaSO₄)





II. Origine et contaminants de l'eau d'injection

3. Qualité requise pour l'eau d'injection

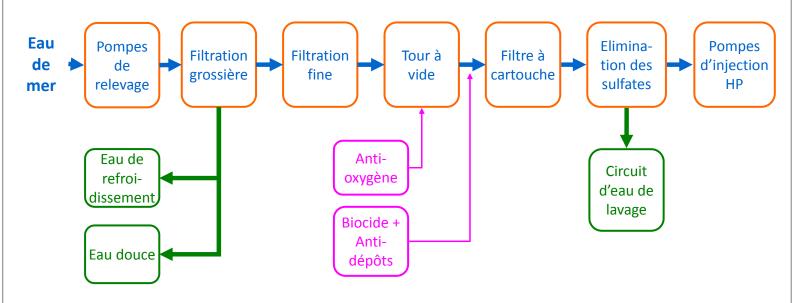


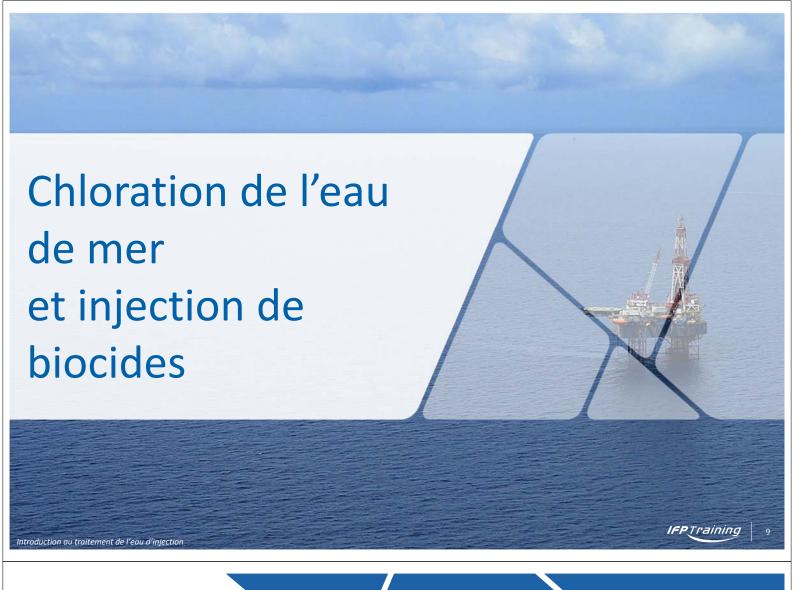
Introduction au traitement de l'eau d'injection

IFPTraining

III. Introduction au traitement de l'eau à injecter

1. Exemple de schéma de traitement





Sommaire

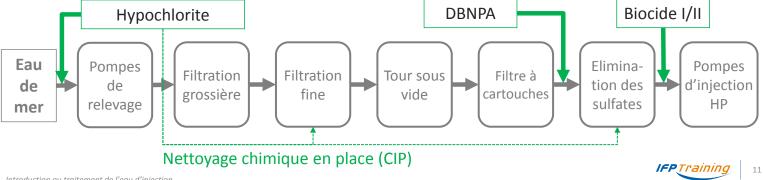
- I. Rôle de la chloration et des biocides et points d'injection
- II. Injection d'hypochlorite de sodium
- III. Injection de biocides chimiques

I. Rôle de la chloration et des biocides et points

d'injection

- Buts de la chloration de l'eau de mer :
 - Éviter l'encrassement ⇒ empêcher la fixation des organismes vivants
 - Faciliter la filtration

 favoriser la coagulation des MES
- ▶ But de l'injection de biocide
 - Bactéricide ⇒ empêcher la prolifération des bactéries
- ▶ Points d'injection dans la chaine de traitement de l'eau d'injection:



Introduction au traitement de l'eau d'injection

I. Rôle de la chloration et des biocides et points

d'injection Besoin de chloration

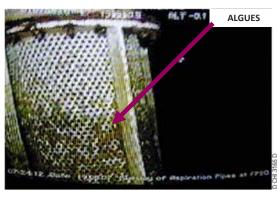
Exemple de prolifération d'organismes marins sur des équipements procédé :







Développement d'organismes marins sur la crépine d'aspiration d'une pompe de relevage d'eau de mer :



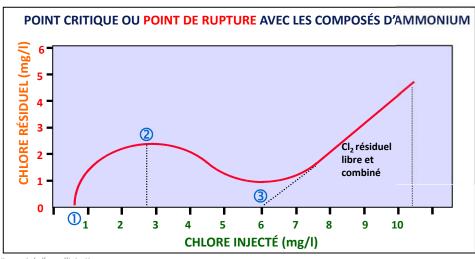
II. Injection d'hypochlorite de sodium

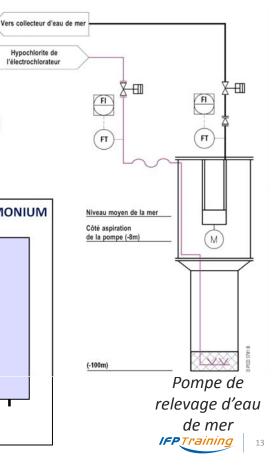
▶ Injection d'hypochlorite

- Injection en continu + injection choc
- L'injection en continu seule ne suffit pas

Dosage

- 4 à 5 mg/l d'hypochlorite de sodium
- Chlore résiduel après filtration fine : 0,5 à 0,7 mg/l





Introduction au traitement de l'eau d'injection

II. Injection de biocides chimiques

Injection de biocides

- Dans la tuyauterie d'aspiration des pompes d'injection d'eau
- ⇒ Pour éviter le développement des bactéries dans le réservoir
- 2 types de biocides sont injectés en dose choc en alternance
- ⇒ Pour éviter que les bactéries ne s'adaptent à un biocide
- ⇒ Pour éviter que les bactéries ne s'habituent à une injection continue



Sommaire

- I. Description générale du procédé et rôle des équipements
- II. Principe de fonctionnement
 - 1. Mécanismes élémentaires de filtration
 - 2. Principales techniques de filtration

III. Filtration grossière

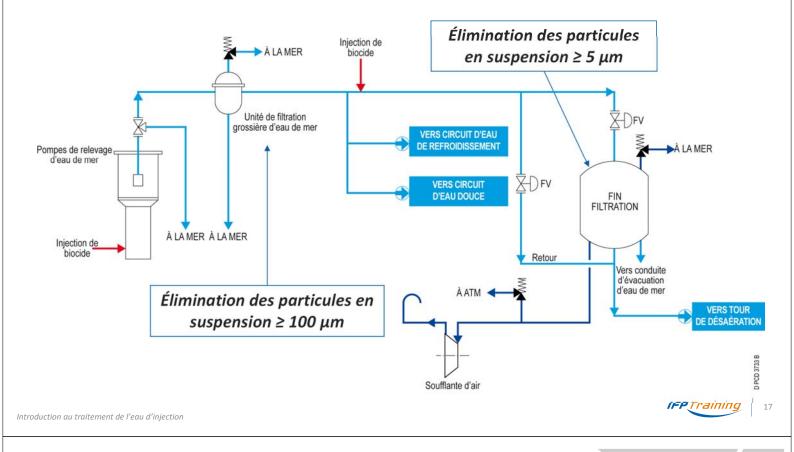
- 1. Filtre régénérable en back-flow automatique
- 2. Crépine régénérable en back-flow automatique
- 3. Filtre tubulaire régénérable en back-flow automatique
- 4. Filtre multimédia

IV. Ultrafiltration par membranes à fibres creuses

- 1. Principe de fonctionnement
- Plan de circulation des fluides et description du procédé

I. Vue d'ensemble du procédé et rôle des équipements

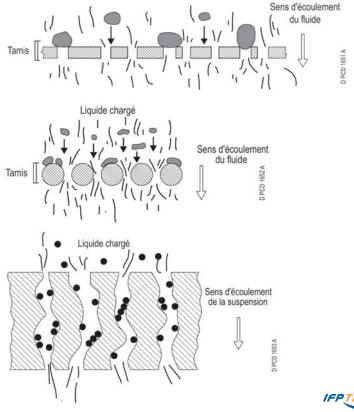
► Schéma de principe typique de la filtration d'eau de mer



II. Principe de fonctionnement

1. Mécanismes élémentaires de filtration

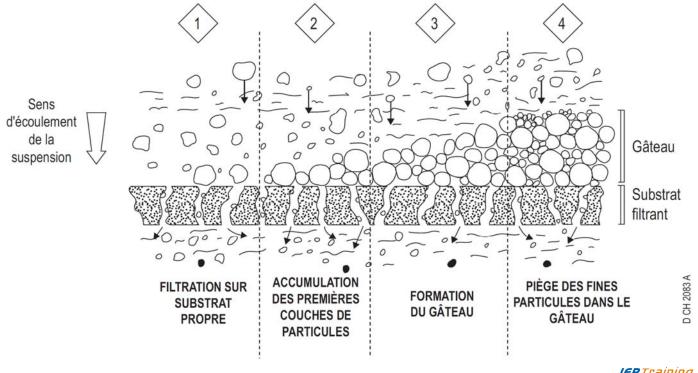
- ▶ Trois mécanismes élémentaires :
 - Effet de tamis :
 - Effet d'impact :
 - Effet de piège :



Liquide chargé

2. Principales techniques de filtration

► Filtration sur support :



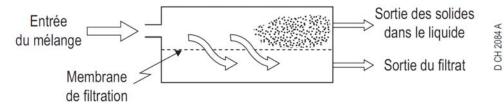
Introduction au traitement de l'eau d'injection

IFPTraining

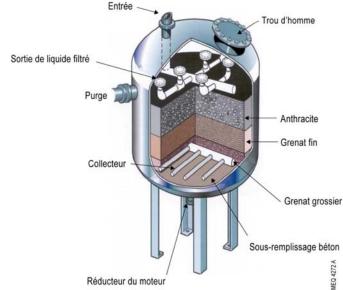
II. Principe de fonctionnement

2. Principales techniques de filtration

▶ Filtration tangentielle :



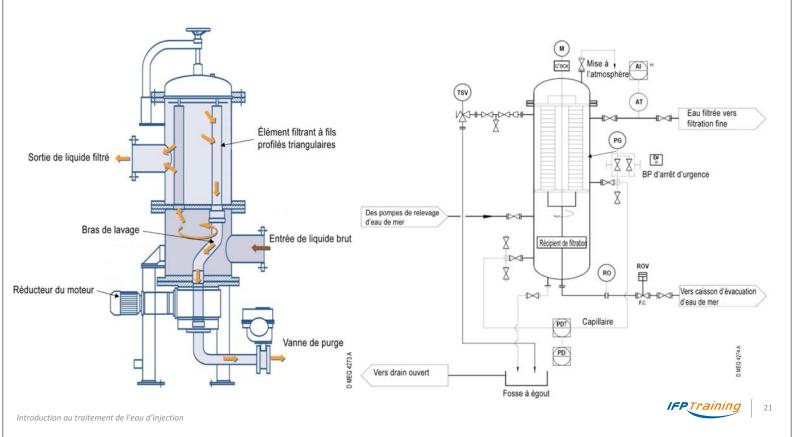
Filtration en profondeur :



III. Filtration grossière

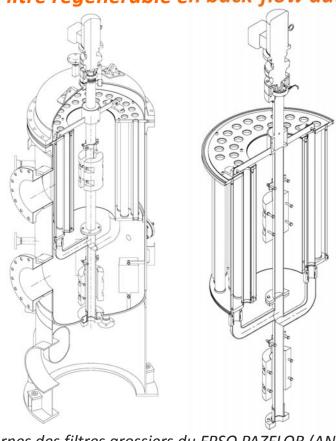
1. Filtre régénérable en back-flow automatique

Description des équipements et du procédé



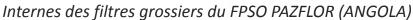
III. Filtration grossière

1. Filtre régénérable en back-flow automatique



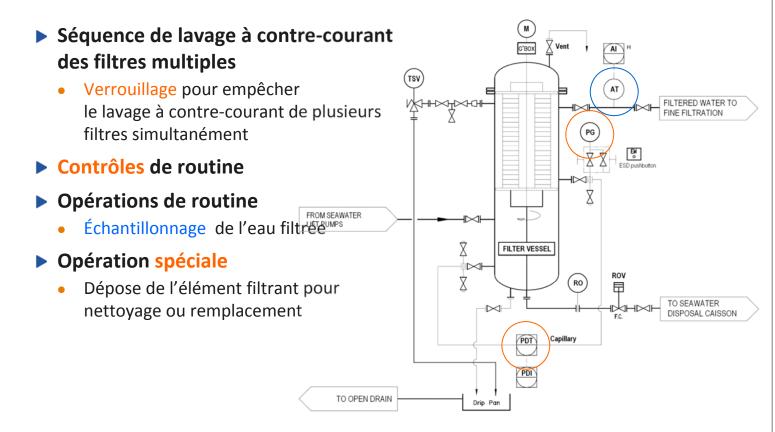


Vue extérieure des filtres grossiers du FPSO PAZFLOR (ANGOLA)



III. Filtration grossière

1. Filtre régénérable en back-flow automatique

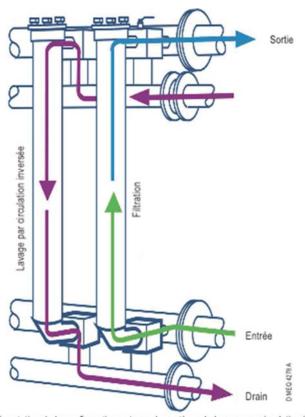


Introduction au traitement de l'eau d'injection

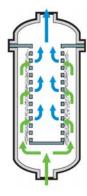
IFPTraining

III. Filtration grossière

2. Filtre tubulaire régénérable en back-flow



Cycle de filtration :



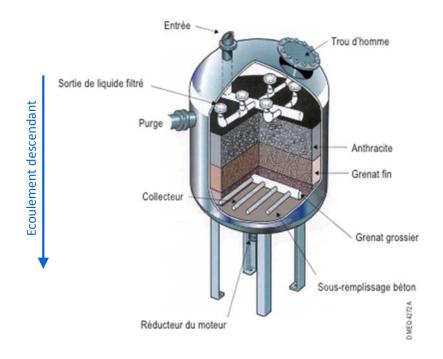
Cycle de lavage à contre-courant :

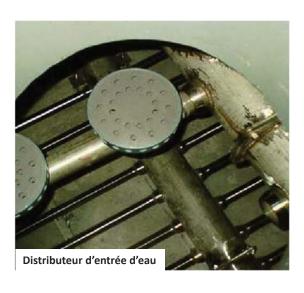


Note : représentation de la configuration externe du système de lavage par circulation inversée

III. Filtration grossière

3. Filtre multimédia (MMF)





lavage à contre-courant (lit fluidisé)

- En faisant circuler de l'eau vers le haut à grande vitesse
- En faisant circuler de l'eau à travers des buses

Introduction au traitement de l'eau d'injection

III. Filtration grossière

3. Filtre multimédia (MMF)

▶ Injection de polyélectrolyte en amont des filtres multimédia

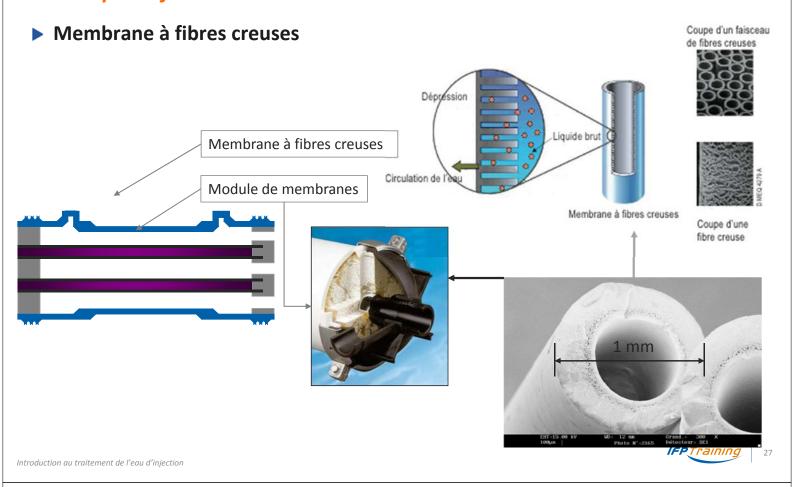
- Coagulation de petites particules dans la ligne en amont du filtre
- Formation de liaisons entre les particules et le média filtrant
- ⇒ Efficacité du filtre

Problèmes des filtres MMF :

- Perte du média au fil du temps (pendant le lavage à contre-courant)
- Nécessité d'un contrôle et d'un rechargement annuel
 - Lit de sable = site propice au développement des bactéries
 - Réparations difficiles et travail fastidieux s'il faut enlever le sable
 - Par exemple : fuite sur le collecteur

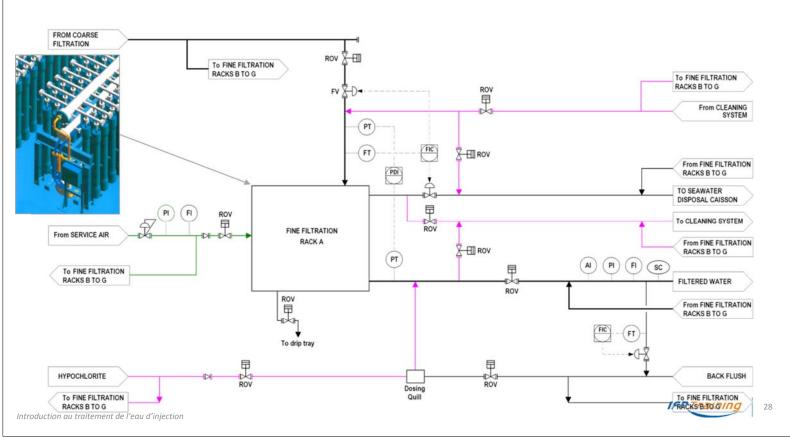
IV. Ultrafiltration

1. Principe de fonctionnement



IV. Ultrafiltration

- 2. Description du procédé et des équipements
- > Schéma du procédé classique de filtration fine





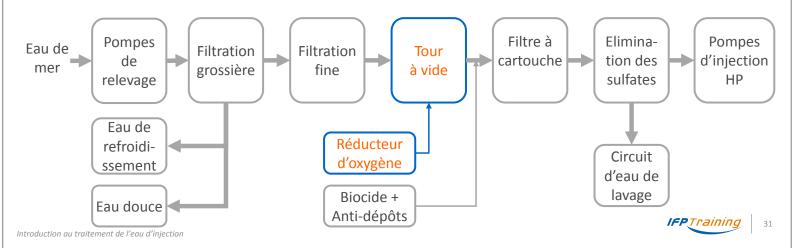
Contenu

- I. Rôle
- II. Principe de fonctionnement
- III. Description du procédé et des équipement

I. Rôle

▶ Rôle de la désaération de l'eau :

- Empêcher la corrosion des tuyauteries (puits, lignes de production, riser...)
- Protéger les membranes de l'unité de SRU en aval
- ⇒ O₂ est presque entièrement éliminé de l'eau en 2 étapes :
 - 1) Tour de désaération : O₂ éliminé jusqu'à 30 ppb
 - 2) Produit réducteur d'oxygène : élimine l'O₂ résiduel jusqu'à 0 5 ppb



II. Principe de fonctionnement

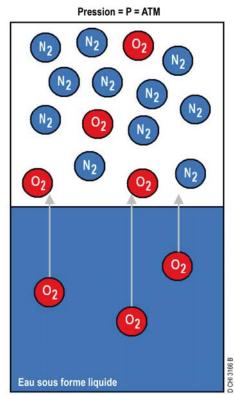
Tour à vide

Soit un récipient partiellement rempli d'eau liquide à pression atmosphérique

- P = pression du ciel gazeux au-dessus de l'eau
- $\bullet \quad P = P_{O2} + P_{N2}$
- P_{O2} = pression partielle d'O₂
- P_{N2} = pression partielle de N_2

On considère l'eau liquide comme une solution idéale. Alors :

- P_{O2} est proportionnelle à la concentration en O₂ dissous dans l'eau notée [O₂]
- P_{O2} = constante x [O₂]
- ▶ Donc, si P∆:
 - ⇒ P_{O2}
 \(\text{\ti}}\\ \text{\texitilex{\text{\te}\titt{\text{\text{\text{\text{\texi}\text{\text{\text{\text{\te}\tint{\text{\text{\text{\text{\text{\text{\texi}\text{\text{\text{\text{\text{\text{\texi}\text{\text{\texi}\text{\text{\texi}\text{\texit{\texi{\texi{\texi{\texi{\texi{\texi}\texit{\texi{\texi}\texi{\texi{\texi}\texi{\texi{\texi{\texi{\texi{\texi{\texi{\t
 - □ [O₂]
 □



II. Principe de fonctionnement

Tour de stripage

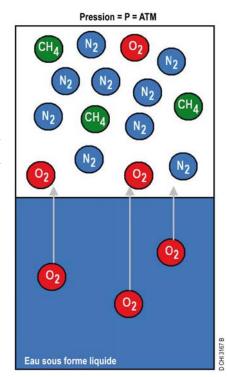
- ▶ Prenons maintenant la même capacité partiellement rempli d'eau sous forme liquide à une pression P = ATM
 - Cette fois on ajoute un hydrocarbure gazeux (CH₄) au mélange gazeux avec P = constante
 - Avant l'ajout de CH₄:

 $P = P_{O2} + P_{N2}$

Après l'ajout de CH₄:

 $P = P_{O2} + P_{N2} + P_{CH4}$

- Or, P = constante
- \Rightarrow P₀₂ et P_{N2} $\stackrel{\bullet}{\searrow}$
- Et comme P_{O2} = constante x $[O_2]$
- ⇒ La concentration en O₂ dissous dans l'eau
- ⇒ C'est le principe de la tour de stripage

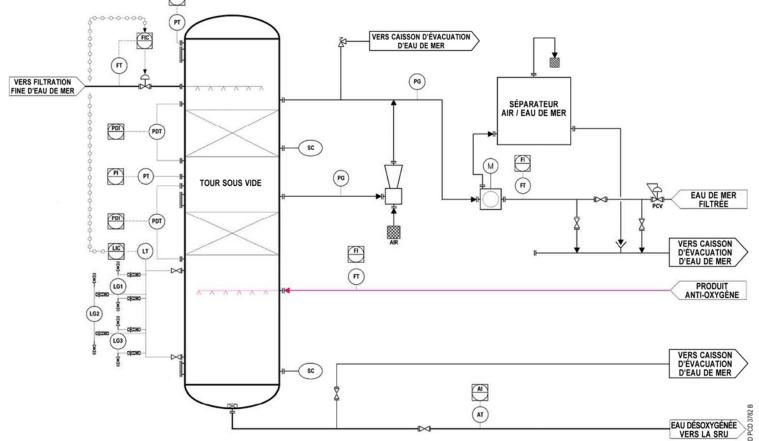


IFPTraining

Introduction au traitement de l'eau d'injection

III. Description du procédé et des équipements

Schéma de procédé typique avec une tour à vide



III. Description du procédé et des équipements

Principe des colonnes garnies

▶ Internes des colonnes à garnissage



Garnissage en vrac



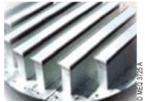
Anneau de Type Pall



Anneau de type Beta Ring



Distributeur de liquide



Plateau de séparation à cheminées



Grille support

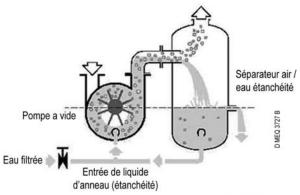


III. Description du procédé et des équipements

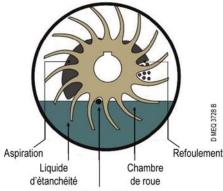
Pompe à vide

Introduction au traitement de l'eau d'injection

► Circuit standard d'une pompe à vide



Principe de fonctionnement d'une pompe à vide



Entrée de liquide d'étanchéité



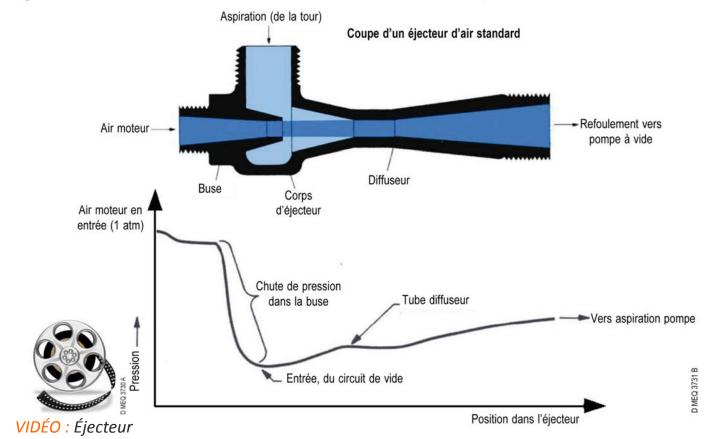
Pompe à vide



VIDÉO: Pompe à vide NASH

III. Description du procédé et des équipements

Éjecteur d'air



Introduction au traitement de l'eau d'injection

IFPTraining

III. Description du procédé et des équipements

Injection chimique

- Scavenger (fixateur d'oxygène) injecté par le bas de la colonne
 - La solution est dosée dans le circuit de recirculation (miniflow) des pompes de gavage en aval vers la colonne de désoxygénation
- ⇒ Diminue la teneur en O₂ résiduel dans l'eau jusqu'à 5 10 ppb
- ► Fixateur d'oxygène : bisulfite de sodium (NaHSO₃)
 - Réagit avec l'O₂ dissous
 - Réagit avec le chlore résiduel (Cl₂)
- ⇒ Le bisulfite de sodium élimine l'oxygène et le chlore résiduels
- Quantité requise de bisulfite de sodium :
 - ≈ 8 ppm masse de NaHSO3 pour 1 ppm masse d'O₂
 - ≈ 2.4 ppm masse de NaHSO3 pour 1 ppm masse de Cl₂



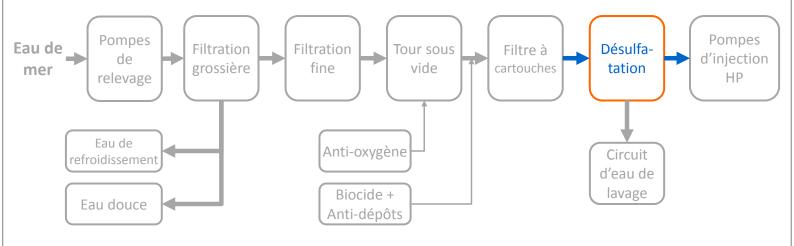
Plan du cours

- I. Rôle
- II. Principe de fonctionnement de l'osmose inverse
- III. Description du procédé et des équipements

I. Rôle de l'unité SRU

▶ Rôle de l'unité de désulfatation (SRU)

- Assurer la compatibilité chimique de l'eau d'injection
- Éliminer le SO₄²⁻ (ions divalents) de l'eau de mer selon le principe de l'osmose inverse
- → Empêcher la formation d'un dépôt insoluble (BaSO₄) avec l'eau de formation
- → Empêcher la sulfurogénèse, « souring »



Introduction au traitement de l'eau d'injection

IFPTraining

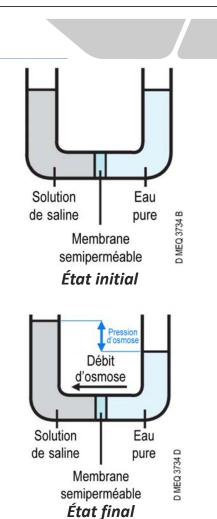
II. Principe de fonctionnement de l'osmose inverse

▶ Membrane semi-perméable

- laisse passer l'eau
- retient les sels

► Principe de l'osmose :

- 2 solutions avec des concentrations différentes en sel dissous de chaque côté de la membrane
- ⇒ Les concentrations des 2 solutions s'équilibrent ⇒ équilibre osmotique



II. Principe de fonctionnement de l'osmose inverse

▶ Principe de l'osmose inverse :

- Purification de l'eau salée
- On force le passage de l'eau salée à travers la membrane
- On applique une pression côté eau salée
- \Rightarrow P > P_{OSMOTIQUE}

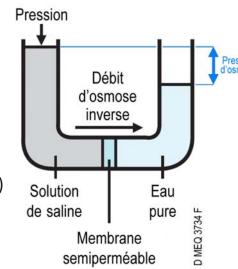
L'unité de désulfatation fonctionne selon le principe de l'OI:

- Elimination des sulfates (SO₄²⁻) au lieu des sels (Na⁺, Cl⁻)
- L'eau d'alimentation est forcée à travers une membrane semi-perméable (qui retient le SO₄²⁻)
- On applique une pression côté eau d'alimentation

Membrane semi-perméable de la SRU :

- Laisse passer les ions monovalents : Na⁺, Cl⁻
- Retient les ions divalents : SO_4^{2-}

Introduction au traitement de l'eau d'injection





IFPTraining

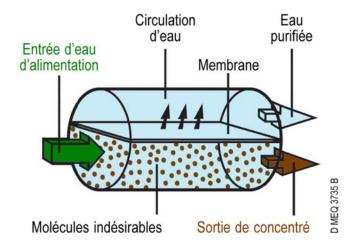
II. Principe de fonctionnement de l'osmose inverse

Comment mettre en œuvre l'OI dans un procédé en continu ?

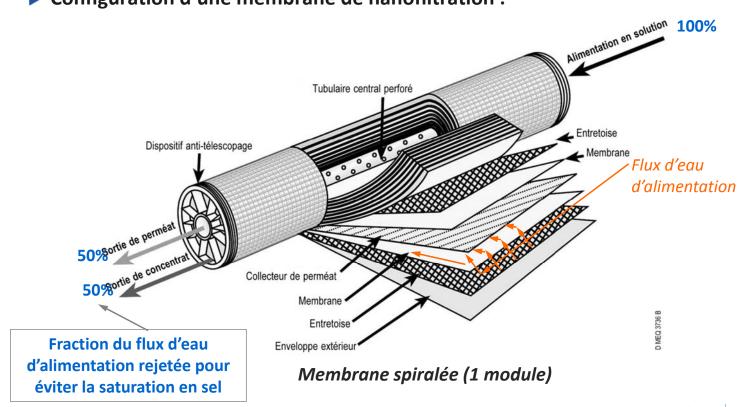
Si on force l'eau d'alimentation contre la membrane, celle-ci finit par être bouchée par les sels à éliminer (SO₄2-)

⇒ Solution : filtration à courants croisés

- L'eau purifiée s'écoule à travers la membrane
- Le flux de concentrat circule parallèlement à la membrane, entraînant les impuretés



▶ Configuration d'une membrane de nanofiltration :



Introduction au traitement de l'eau d'injection

IFPTraining

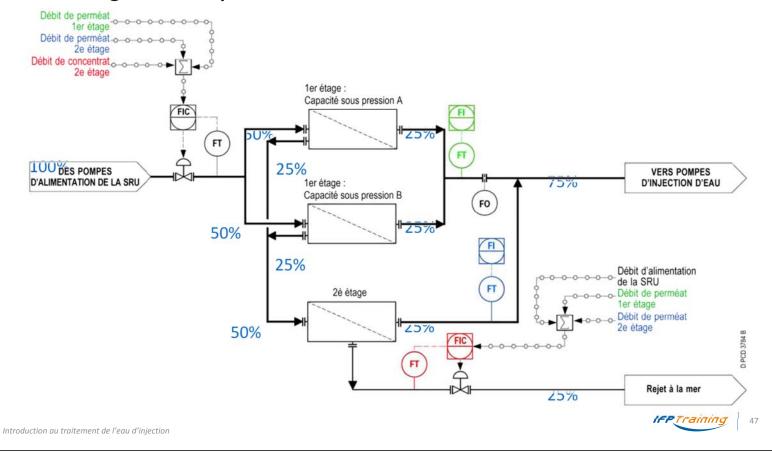
III. Description du procédé et des équipements

► Membranes SRU dans leur casing sous pression (PAZFLOR – Angola) :



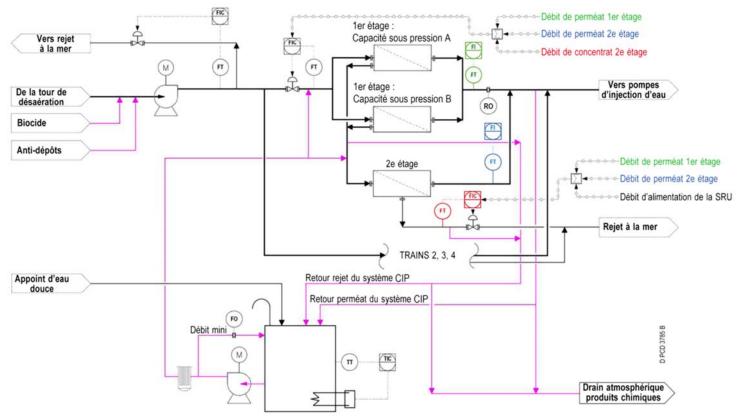
III. Description du procédé et des équipements

► Configuration du procédé de désulfatation :



III. Description du procédé et des équipements

Schéma de procédé typique :



III. Description du procédé et des équipements

Nettoyage chimique

Les membranes doivent être nettoyées chimiquement lorsque :

- Le taux de conversion (75 % de perméat) ne peut pas être atteint
- La qualité du perméat (SO_4^{2-} < 40 mg/l) ne peut pas être atteinte
- La ΔP à travers les cartouches à modules membranaires augmente de 10 %

Nettoyage des membranes par un système de nettoyage en place (CIP)

- Le train de membranes à nettoyer est mis hors service, tous les autres trains restent en service
- Commande manuelle
- Le choix de la solution de nettoyage circulée dépend du type de colmatant (déterminé par le laboratoire):
 - solution acide ⇒ pour éliminer les dépôts minéraux
 - solution alcaline ⇒ pour éliminer les dépôts organiques
- La solution chimique circule en circuit fermé entre les cartouches et le bac de stockage du système de nettoyage en place

▶ Les membranes de nanofiltration sont physiquement fragiles ⇒ procédures opératoires spécifiques

- Procédure spécifique pour le démarrage et l'arrêt
 - Éviter les coups de bélier, dépression
- En cas d'arrêt, la procédure de préservation doit être appliquée

IFPTraining



Introduction au traitement de l'eau de production

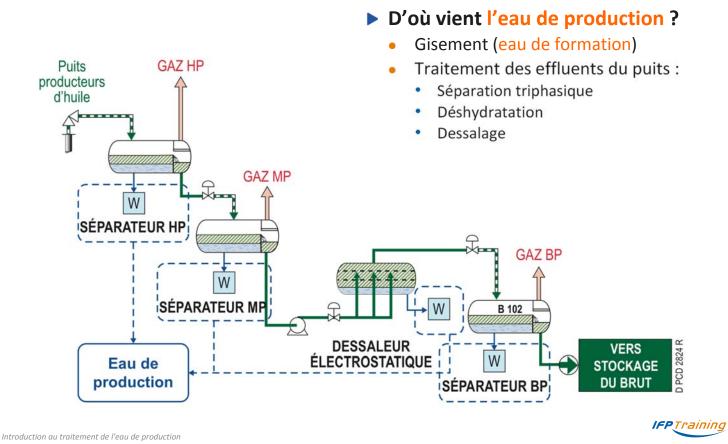
Opérations de production d'huile et de gaz



Sommaire

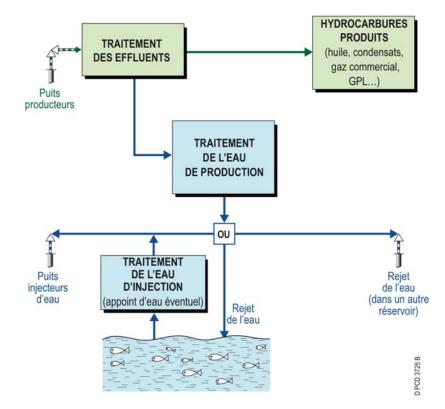
- I. Origine et rejet de l'eau de production
- II. Teneur en huile de l'eau de production et réglementation relative aux rejets
- III. Introduction au traitement de l'eau huileuse
 - 1. Principe de la décantation et limites
 - 2. Exemples de schémas de procédé

I. Origine et rejet de l'eau de production



I. Origine et rejet de l'eau de production

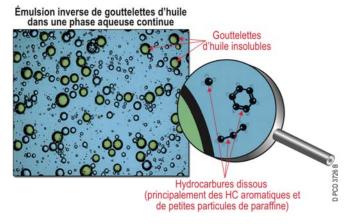
▶ Utilisation de l'eau de production



► Eau de production polluée par

- Des gouttelettes d'huile insolubles
 - Paraffines
- Émulsion huile dans eau (= émulsion inverse)
- Hydrocarbures solubles
 - Aromatiques (les HC les plus toxiques)





IFPTraining

Introduction au traitement de l'eau de production

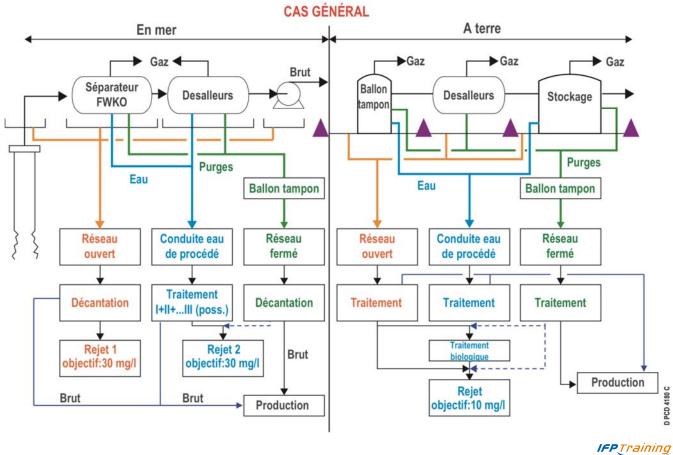
II. Teneur en huile et réglementation relative aux rejets

- ► Traitement de l'eau de production ⇒ ne permet de retirer que les HC non dissous
- Spécifications de rejet des eaux de production
 - En mer: teneur en huile dispersée maximum admissible = 30 mg/L
 - Spécification pour les HC non dissous
 - À terre : Spécification plus contraignante à terre qu'en mer (en général 10 mg/L)
 - D'autres spécifications doivent être respectées
- Au-delà de 40 mg/L
 - Formation d'une couche d'huile à la surface de l'eau de mer
 - ⇒ Destruction de la vie marine (l'O₂ ne peut plus se dissoudre dans l'eau)

Diluer de l'eau huileuse avec de l'eau de mer pour atteindre les spécifications est formellement INTERDIT



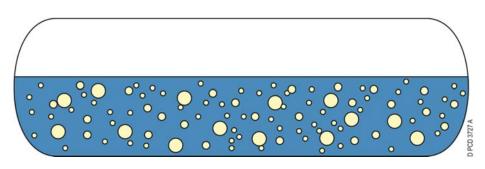
III. Introduction au traitement de l'eau huileuse



Introduction au traitement de l'eau de production

III.1. Principe de la décantation

- Séparation par gravité
 - Densité de l'huile < Densité de l'eau
 - Les gouttelettes d'huiles remontent à la surface
- Les gouttelettes d'huile remontent plus vite à la surface quand
 - leur diamètre
 - la densité des gouttelettes d'huile 🕥
 - la force gravitationnelle



Quelles gouttelettes d'huile remonteront le plus vite à la surface?



III.2. Exemples de schémas de procédé

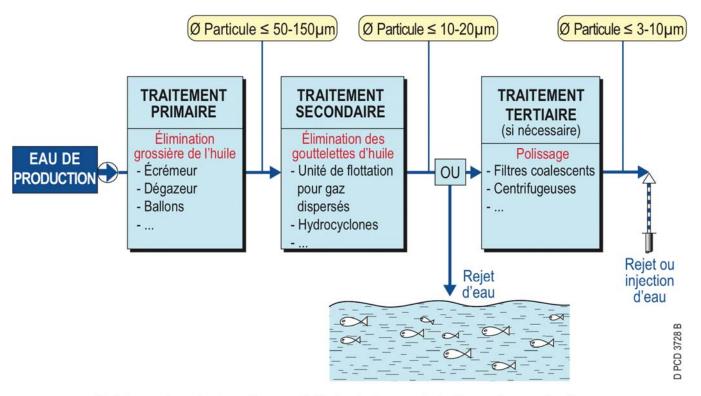
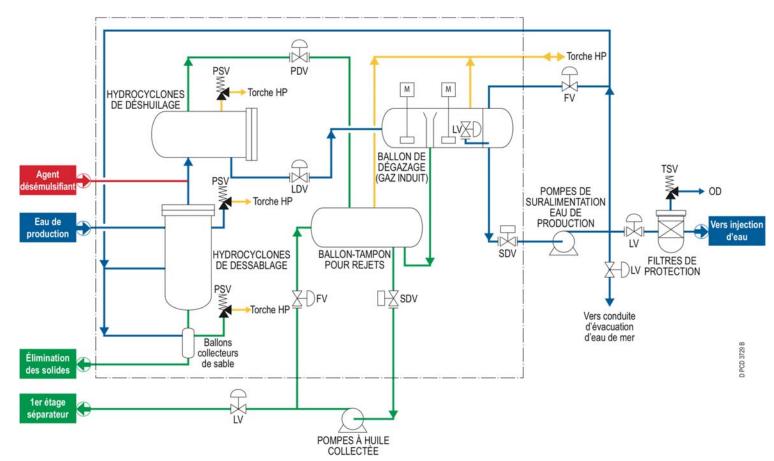


Schéma de principe du procédé de traitement de l'eau de production

Introduction au traitement de l'eau de production



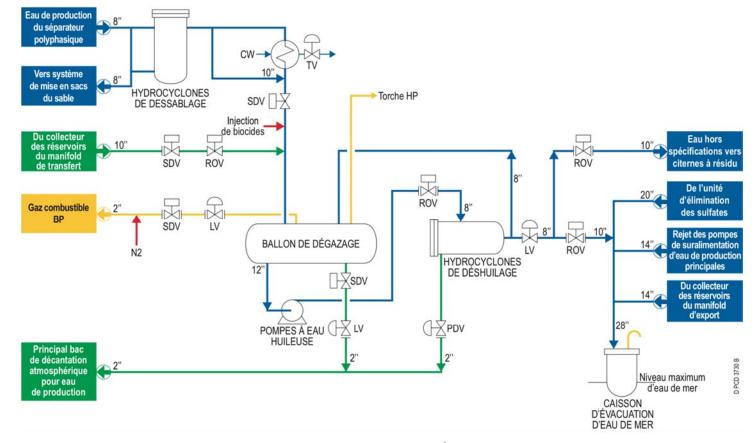
III.2. Exemples de schémas de procédé



Traitement de l'eau de production sur le FPSO de DALIA

IFPTraining

III.2. Exemples de schémas de procédé

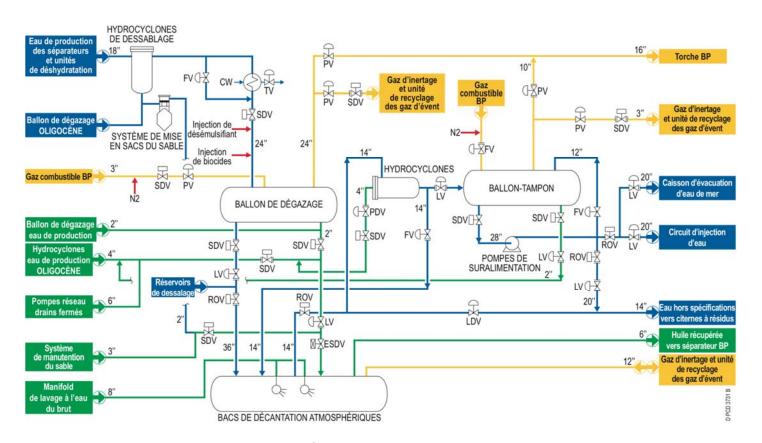


Traitement de l'eau de production de l'OLIGOCÈNE sur le FPSO de PAZFLOR

Introduction au traitement de l'eau de production



III.2. Exemples de schémas de procédé



Traitement principal de l'eau de production sur le FPSO de PAZFLOR

Traitement de l'eau de production – Conception du

procédé

- ► Malheureusement, la loi de STOKES ne s'applique pas directement aux émulsions chimiquement stables du type rencontré dans les systèmes de production des champs d'huile/de gaz.
- ► Cependant, les paramètres de la formule peuvent être utilisés pour améliorer la séparation dans les équipements de déshuilage spéciaux :

$$V_{\text{\tiny TERMINAL}} = g. \frac{(\rho_W - \rho_{HC})}{18. \, \mu}. D^2$$

Augmenter le temps de résidence

Augmenter le diamètre des gouttelettes (d²)

Augmenter la force gravitationnelle (g)

Augmenter le gradient de densité (Dr)

Diminuer la viscosité de l'eau (μ)

application limitée

coalescence/floculation

hydrocyclone / centrifugeuse

flottation

chaleur (application très limitée)

Introduction au traitement de l'eau de production

Hydrocyclones



IFPTraining

Sommaire

- I. Description générale du procédé et rôle des équipements
- II. Principes de fonctionnement
- III. Plan de circulation des fluides et des équipements du procédé
- IV. Paramètres opératoires

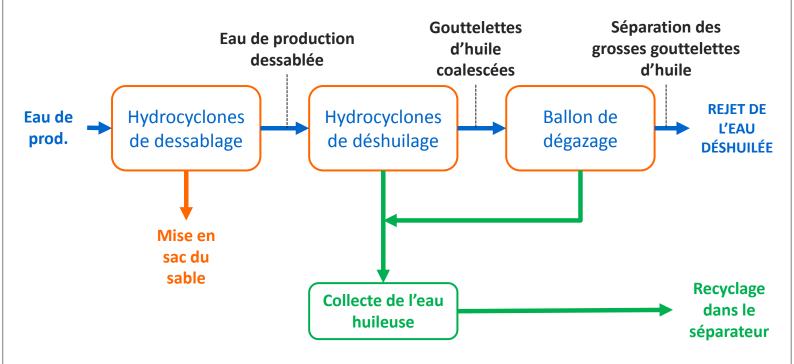
Introduction au traitement de l'eau de production



I. Description générale du procédé et rôle des

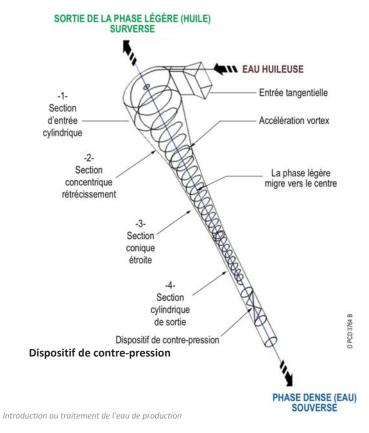
équipements

Schéma de principe du procédé de traitement par hydrocyclones

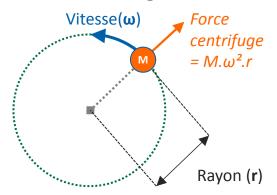


1. Hydrocyclones

► Tube d'hydrocyclone statique



▶ Force centrifuge

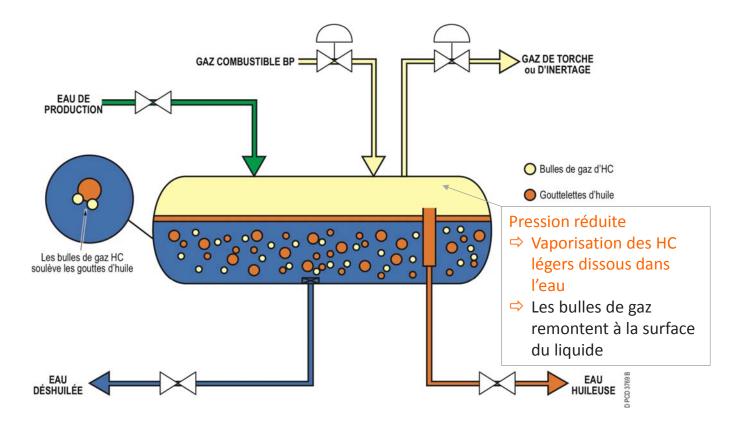


- → Le liquide le plus lourd (= l'eau) est projeté vers les parois extérieures

IFPTraining

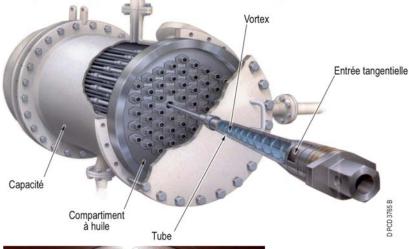
II. Principe de fonctionnement des équipements

2. Ballon de dégazage



III. Description des équipements

1. Hydrocyclones de déshuilage





Surverse du tube Introduction au traitement de



Entrée tangentielle du tube



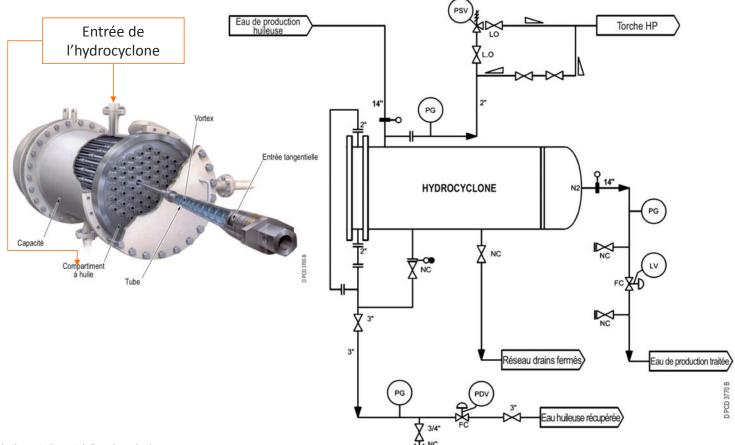
Vue globale du tube



IFPTraining

III. Description des équipements

1. Hydrocyclones de déshuilage



III. Description des équipements

1. Hydrocyclones de déshuilage



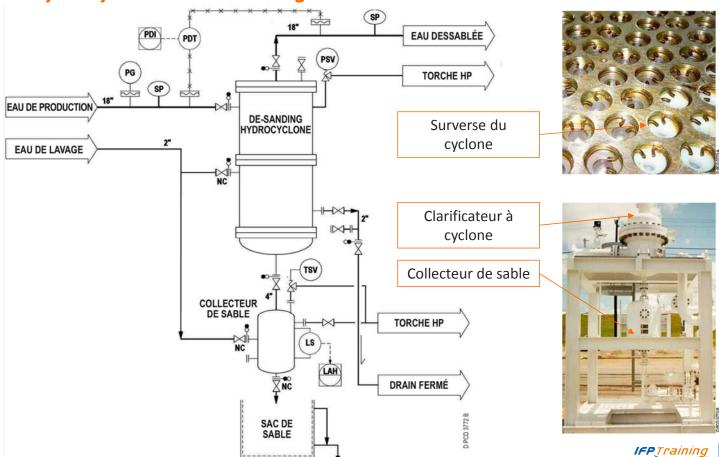


Introduction au traitement de l'eau de production



III. Description des équipements

2. Hydrocyclones de dessablage



III. Description des équipement

2. Hydrocyclones de dessablage

Système de mise en sacs







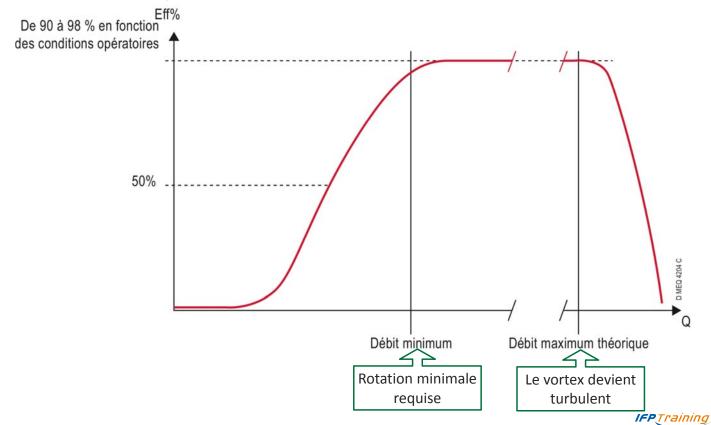
Introduction au traitement de l'eau de production



IV. Paramètres opératoires

1. Hydrocyclones de déshuilage

▶ Débit de l'eau de production



23

IV. Paramètres opératoires

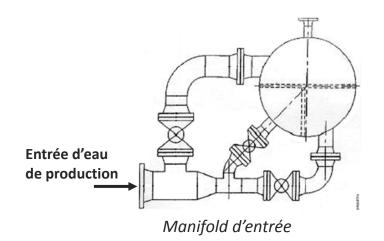
1. Hydrocyclones de déshuilage

▶ Débit d'eau de production

Hydrocyclone compartimenté



Hydrocyclone à 4 compartiments



Introduction au traitement de l'eau de production

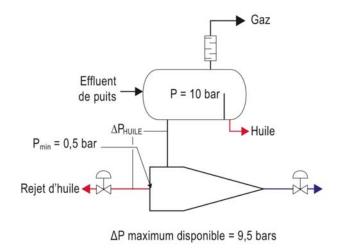
IFPTraining

IV. Paramètres opératoires

1. Hydrocyclones de déshuilage

ΔP à travers l'hydrocyclone

- Efficacité de séparation ⇒ proportionnelle au ΔP_{HUILE} dans l'hydrocyclone
- ⇒ Pression d'entrée ≥ à 5 barg minimum



Exemple de AP dans un hydrocyclone

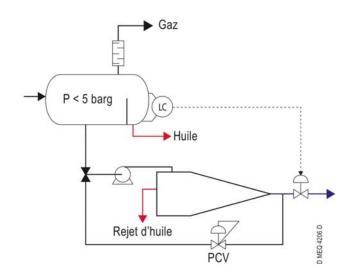
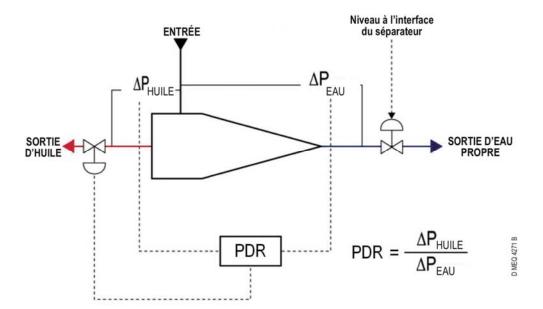


Schéma de circulation avec une pompe en cas de pression insuffisante en amont

1. Hydrocyclones de déshuilage

Ratio de rejet & Ratio des pertes de charge (PDR)

- Ratio de rejet d'huile recommandé ≈ 2 % du débit-volume total
- PDR recommandé : 1,6 ≤ PDR ≤ 2,0



Introduction au traitement de l'eau de production



IV. Paramètres opératoires

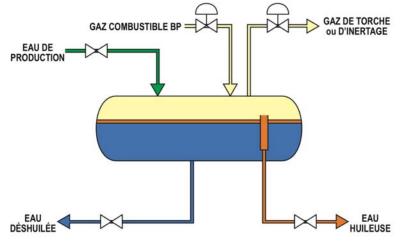
2. Ballon de dégazage

▶ Pression dans le ballon de dégazage

- Faible pression (entre 0,2 et 0,5 barg)
- Quand la pression du fuel gaz
 - ⇒
 la solubilité du gaz \(\Delta \)
 - □ la quantité de bulles de gaz
 □ et favorise la séparation huile/eau

Niveau d'eau

- Quand le niveau d'eau
 - ⇒ le temps de séjour
 - ⇒ la séparation huile/eau s'améliore



Bassins API et décanteurs lamellaires

IFPTraining

Introduction au traitement de l'eau de production

Sommaire

- I. Rôle des bassins API dans la chaîne de traitement
- II. Principe de fonctionnement
 - 1. Plan de circulation des fluides
 - 2. Exemple de bassin API
 - 3. Application
- III. Description des bassins API
 - 1. Goulotte fixe ou orientable
 - 2. Tambour déshuileur
 - 3. Cloison siphoïde
- IV. Évolution : les décanteurs lamellaires
 - 1. Principe de fonctionnement
 - 2. Plan de circulation des fluides
 - 3. Courant descendant
 - 4. Courant ascendant
 - 5. Alternative aux plaques
- V. Points-clés

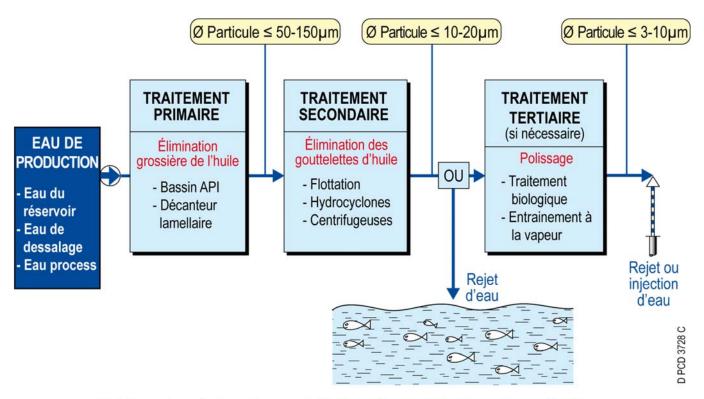


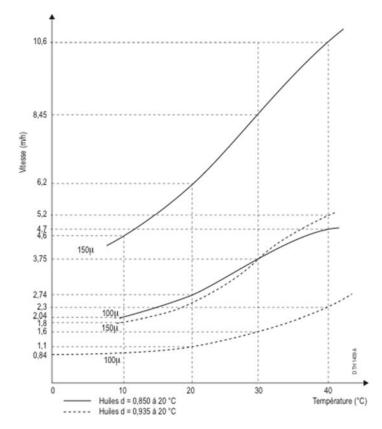
Schéma de principe du procédé de traitement de l'eau de production

Introduction au traitement de l'eau de production



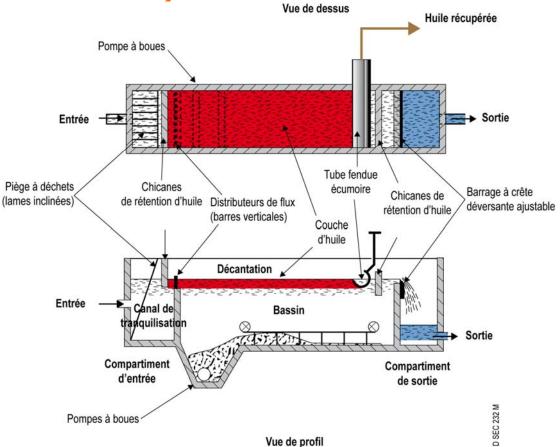
II. Principe de fonctionnement

- ► La décantation des gouttelettes d'huile est facilitée par :
 - Une faible vitesse de circulation d'eau
 - ⇒ Très grand bassin
 - Une importante vitesse ascensionnelle qui dépend essentiellement du :
 - diamètre des gouttelettes d'huile
 - et de leur densité



II. Principe de fonctionnement

1. Plan de circulation des fluides



Introduction au traitement de l'eau de production

IFPTraining

II. Principe de fonctionnement

2. Exemple de bassin API

Racleur de surface



Vue d'ensemble d'un bassin API

2. Exemple de bassin API



Vue d'ensemble d'un bassin API

Introduction au traitement de l'eau de production



II. Principe de fonctionnement

2. Exemple de bassin API



Compartiment d'entrée – phase de tranquillisation

II. Principe de fonctionnement

2. Application

- Soit un bassin API contenant une huile de densité 0,935 kg/m³ à 20°C. Pour l'exercice, nous considérons que toutes les gouttelettes d'huile à séparer ont un diamètre de 150 μm.
 - Déterminer la vitesse d'ascension de ces gouttelettes.
- ▶ Le temps de résidence moyen dans le bassin est de 2 heures
 - Déterminer la hauteur de liquide nécessaire au bon fonctionnement de ce bassin API.
 - \Rightarrow Cette hauteur sera-t-elle suffisante pour des particules de diamètres 100µm, pour une densité de 0, 840 kg/m³?

Introduction au traitement de l'eau de production

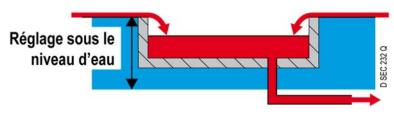


III. Description des bassins API

1. Goulotte fixe ou orientable



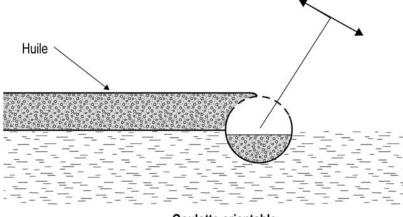
Tube fendu



Réservoir immergé



Goulotte fixe

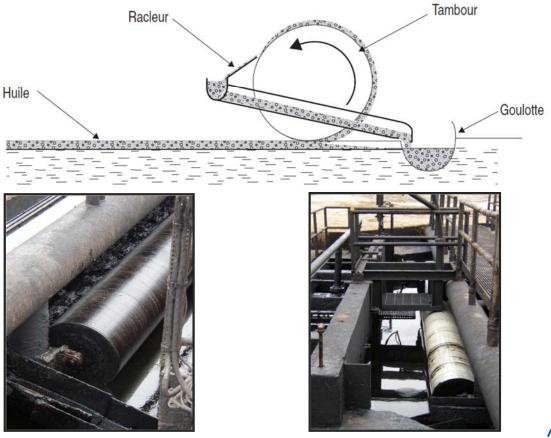


Goulotte orientable



III. Description des bassins API

2. Tambour déshuileur

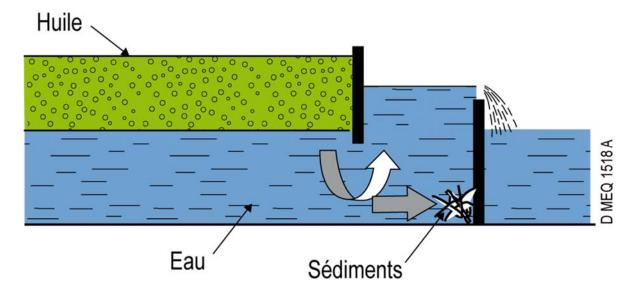


Introduction au traitement de l'eau de production

IFPTraining

III. Description des bassins API

3. Cloison siphoïde

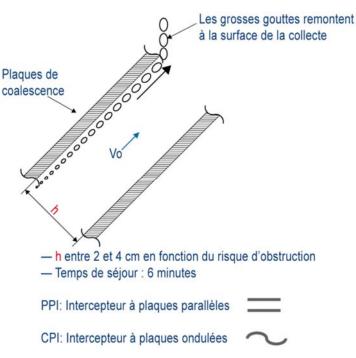


Représentation d'une cloison siphoïde

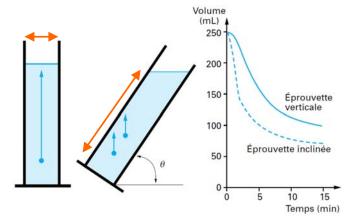
IV. Évolution : Les décanteurs lamellaires

1. Principe de fonctionnement

Décantation lamellaire :



Fonctionnement d'un décanteur lamellaire



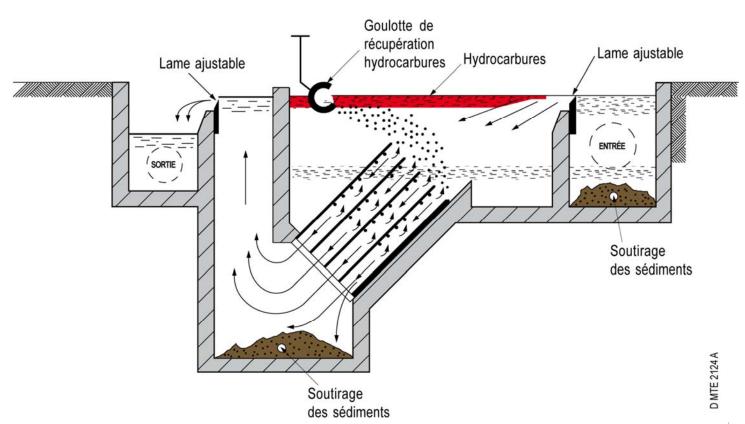
- Éprouvette inclinée ⇒ Diminution de la hauteur d'ascension
- ⇒ Les gouttelettes d'huile glissent sur la plaque inclinée
- surface La de contact entre gouttelettes d'huile ♂
- **⇒** Coalescence des gouttelettes d'huile qui accélère leur remontée

IFPTraining

Introduction au traitement de l'eau de production

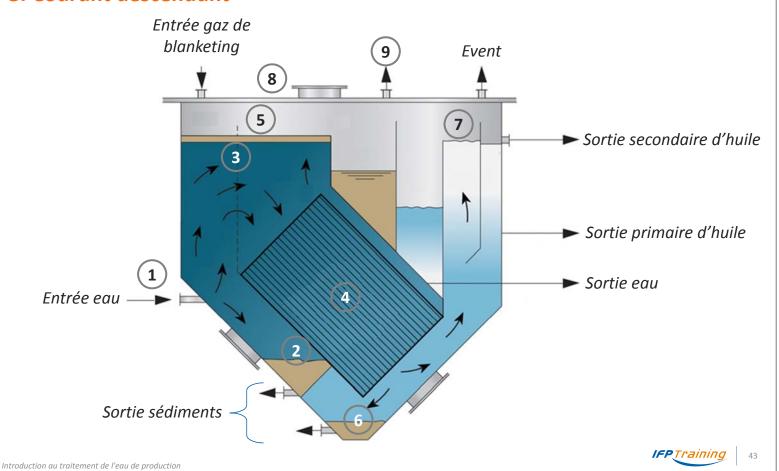
IV. Évolution : Les décanteurs lamellaires

2. Plan de circulation des fluides

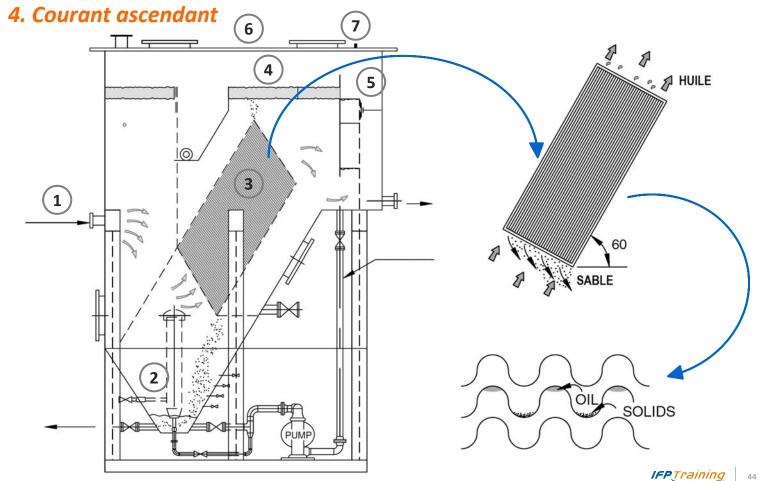


IV. Évolution : Les décanteurs lamellaires

3. Courant descendant



IV. Évolution : Les décanteurs lamellaires



IV. Évolution : Les décanteurs lamellaires



Vue de l'extérieur



Vue de l'extérieur



Pack de plaques ondulées

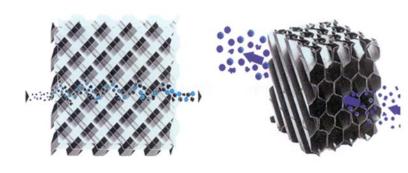


Introduction au traitement de l'eau de production

IV. Évolution : Les décanteurs lamellaires

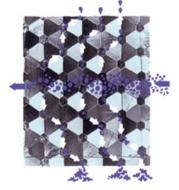
5. Alternatives aux plaques

Alternative aux plaques parallèles = le « packing »



Favorise la coalescence

⇒ Augmenter la taille des gouttelettes d'huile





Favorise la séparation

⇒ Huile / Eau / Sable

V. Points-clés



Traitement primaire

- Décantation
- Bassin API ; Décanteur lamellaire

► Facteurs influençant la vitesse de décantation

- Tailles des gouttelettes d'huile
- Différence de densité entre huile et eau
- Température du système

Bassins API

- Traitement grossier ⇒ diamètre > 50 150μm
- Encombrant ⇒ non utilisé en mer

Décanteurs lamellaire

- Traitement grossier ⇒ diamètre > 50 150μm
- Réduisent l'encombrement ⇒ utilisable en mer
- Évolution basée sur le fait que des plaques inclinées augmentent la vitesse de décantation des gouttes d'huiles

IFPTraining

47

Introduction au traitement de l'eau de production

Flottation



Sommaire

- I. Rôle des flottateurs dans la chaine de traitement
- II. Principe de fonctionnement
- III. Deux grandes familles de flottateurs
 - 1. Flottateur à gaz dissout
 - 2. Flottateur à gaz induit
- IV. Paramètres opératoires
- V. Description des principales technologies
 - 1. Hydro-éjecteur
 - 2. Flottateur à air dissout
 - 3. Flottateur WEMCO
 - 4. Flottateur compact : CFU

Introduction au traitement de l'eau de production

IFPTraining

I. Rôle des flottateurs dans la chaine de traitement

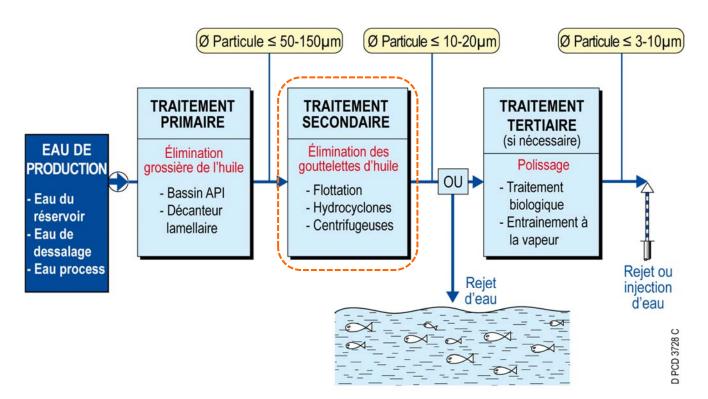
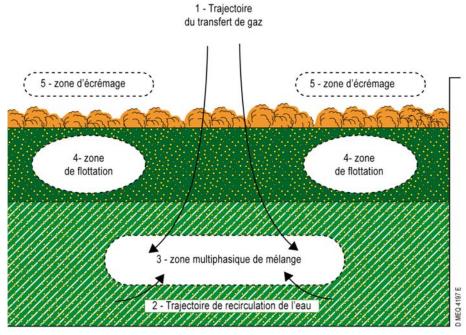


Schéma de principe du procédé de traitement de l'eau de production

II. Principe de fonctionnement



- Facteurs d'optimisation :
 - Générer de fines bulles
 - Agiter fortement

Introduction au traitement de l'eau de production

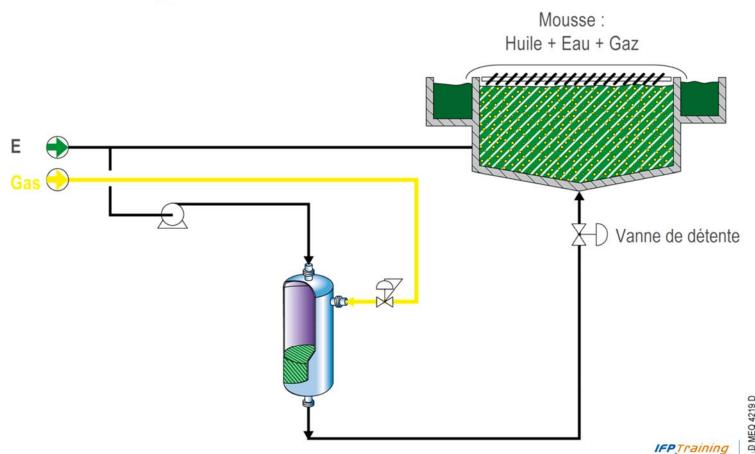
Ajouter des produits chimiques (surfactant, floculent...)

- Zone de mélange turbulent (3) :
 - collision des bulles de gaz et des gouttelettes d'huile
 - **⇒** Adsorption
- Zone de flottation (4):
 - formation d'agglomérats et de par le biais mousse l'adsorption.
 - ⇒ Effet des bulles de gaz : ces agglomérats remontent plus rapidement
- En surface (5):
 - Récupération de la mousse

IFPTraining

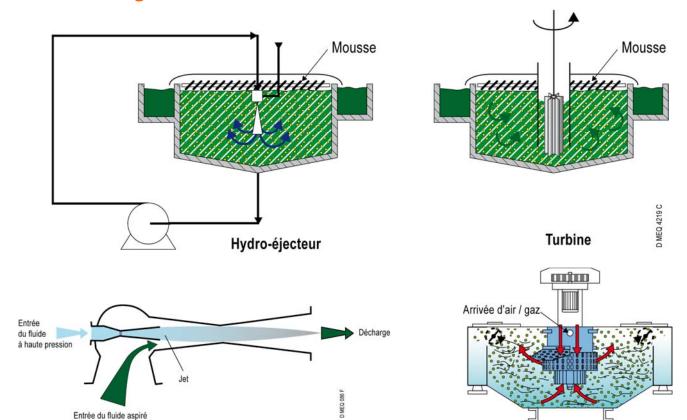
III. Deux grandes familles de flottateurs

1. Flottateur à gaz dissout



III. Deux grandes familles de flottateurs

2. Flottateur à gaz induit



Introduction au traitement de l'eau de production

IV. Paramètres opératoires

► Taille des bulles ⇒ entre 50 et 100μm

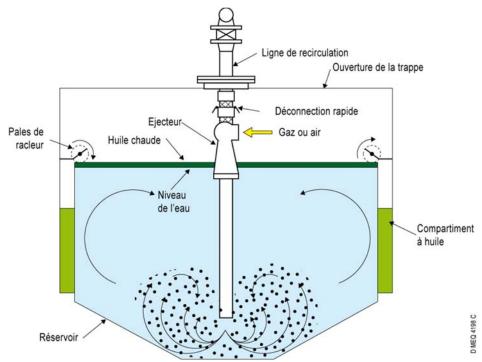
Principe d'un hydro-éjecteur

- ► Injection de produits chimiques
 - Optimiser l'injection de floculant pour éviter de former des flocs
 - ⇒ Éviter les surdosages
- Flux d'écrémage
 - Doit être compris entre 5 et 10 % du débit d'eau à traiter
- **▶** Stabilisation des différents flux ⇒ Ecoulement laminaire
 - ⇒ Limiter les variations instantanées de flux
- Concentration en huile de l'eau
 - Doit être < à 500 ppm en entrée du procédé

Principe d'une turbine

IFPTraining

1. Hydro-éjecteur





Flottateur à gaz induit fonctionnant par hydro-injection

IFPTraining

Introduction au traitement de l'eau de production

V. Description des principales technologies

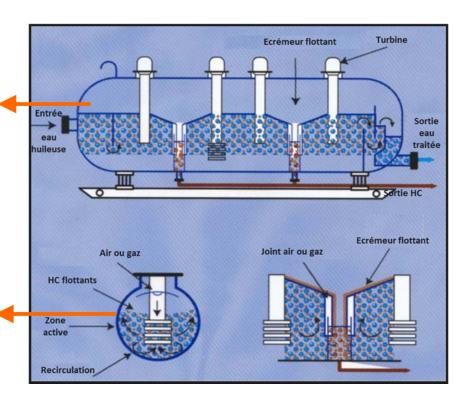
2. Flottateur à turbine



Flottateur vue de l'extérieur

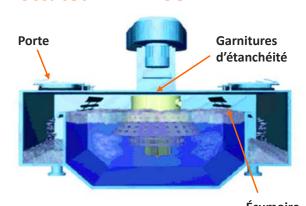


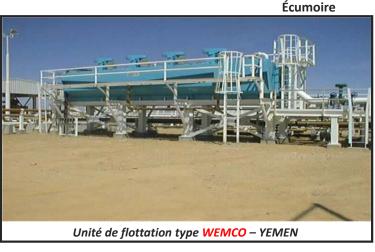
Flottateur vue de l'intérieur



V. Description des principales technologies

3. Flottateur WEMCO





Roulements à rouleaux coniques surdimensionnés Corps de palier Double garniture d'étanchéité Arbre surdimensionné Rotor de gros calibre La partie supérieure du rotor force l'air/le gaz vers la bas Moteur Courroie de pour dispersion dans le liquide Grille de La dispersion réduit l'air à de fines bulles dispersion Palles de l'écumoire Onglet de débordement Lavage La partie basse du rotor soulève les solides à travers le rotor

IFPTraining

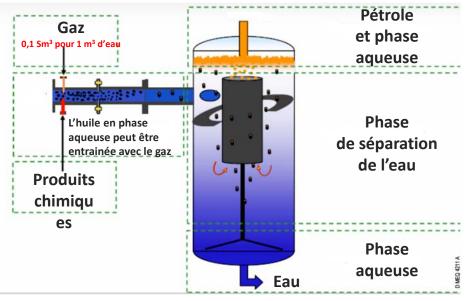
57

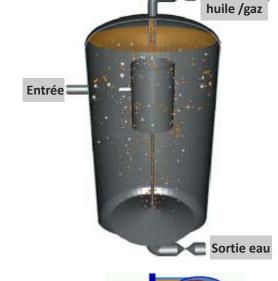
Sortie

Introduction au traitement de l'eau de production

V. Description des principales technologies

4. Flottateur compact: CFU





- Principe de fonctionnement basé sur :
 - La flottation
 - Force centrifuge

Avantages :

- Ne requiert pas d'énergie
- Compact
- Bonne efficacité de séparation

Injection de produits chimiques

IFPTraining

Introduction au traitement de l'eau de production

Sommaire

- I. Rôle de l'injection de produits chimiques
- II. Principes d'action des désémulsifiants
- III. Mise en œuvre de l'injection de produits chimiques
- IV. Diagnostic des problèmes opératoires
- V.Dangers spécifiques aux produits chimiques

I. Rôle de l'injection de produits chimiques

- ▶ Produits chimiques = boîte à outils de l'opérateur pour un traitement efficace
- ▶ Rôle de l'injection de produits chimiques dans le traitement de l'eau de production :
 - Résoudre les émulsions inverses

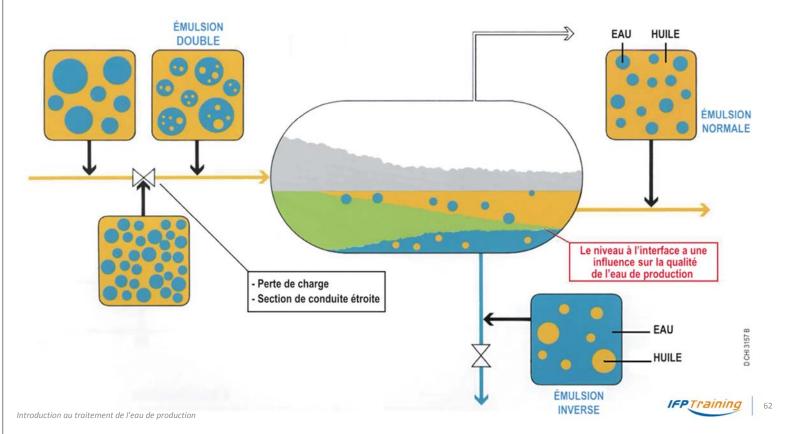
Avantages	Inconvénients		
 Très efficace si : le bon produit chimique est utilisé le dosage est adapté 	• Les produits chimiques utilisés sont solubles dans l'eau et peuvent donc être rejetés dans l'environnement		
• Faciles à mettre en œuvre	 Tendance à former des flocs de particules solides et d'huile qui sont difficiles à 		
 Peuvent compenser une perte d'efficacité des équipements de déshuilage 	recycler.		
	Un mauvais dosage peut compliquer les opérations de traitement **Training** **T		

Introduction au traitement de l'eau de production

II. Principes d'action des désémulsifiants

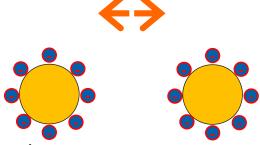
1. Formation d'émulsions inverses

Sites de formation des émulsions

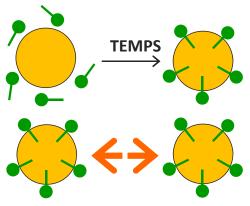


61

Facteurs de stabilisation

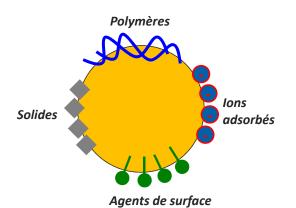


Á cause de la charge électrostatique les gouttelettes d'eau se repoussent entre elles

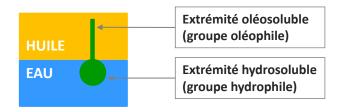


Á cause des particules et des tensio-actifs (agents de surface) les gouttelettes d'eau se repoussent entre elles

Introduction au traitement de l'eau de production



Différents composants dans le brut stabilisent l'émulsion en créant des barrières à la surface de la gouttelette d'eau, évitant ainsi qu'elles ne s'approchent les unes des autres

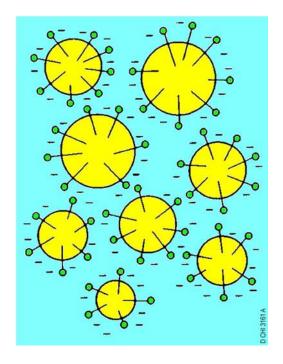


Représentation d'un agent de surface g

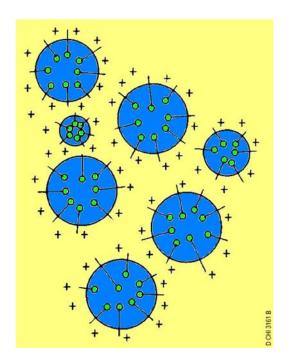
II. Principes d'action des désémulsifiants

2. Stabilisation des émulsions

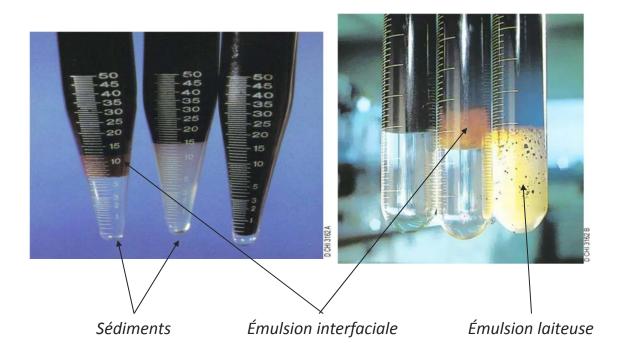
Émulsions inverses (huile dans eau)



Émulsions normales (eau dans huile)



2. Stabilisation des émulsions



Introduction au traitement de l'eau de production

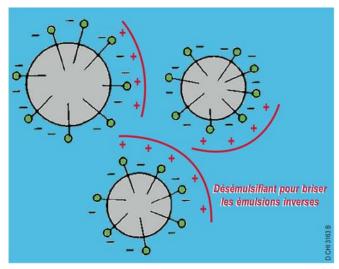


II. Principes d'action des désémulsifiants

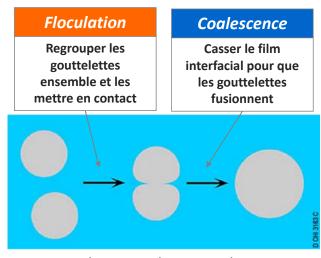
3. Action des désémulsifiants

Action d'un désémulsifiant :

- Floculation (= regroupement) des gouttelettes
- Neutralisation du facteur de stabilisation et coalescence des gouttelettes neutralisées



Neutralisation des stabilisateurs de gouttelettes



Coalescence des gouttelettes neutralisées

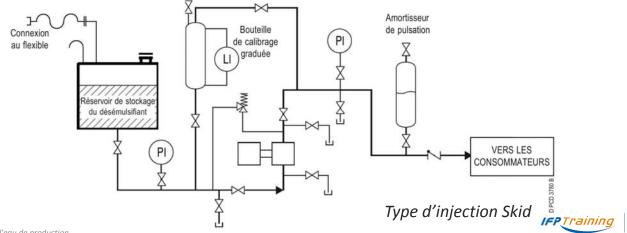
III. Mise en œuvre de l'injection de produits chimiques

Points d'injection des désémulsifiants

- Sortie eau des séparateurs triphasiques
- En amont des équipements de déshuilage (hydrocyclones, CPI, flottateur...)

Taux d'injection :

Typiquement compris entre ≈ 10 pm et 20 ppm

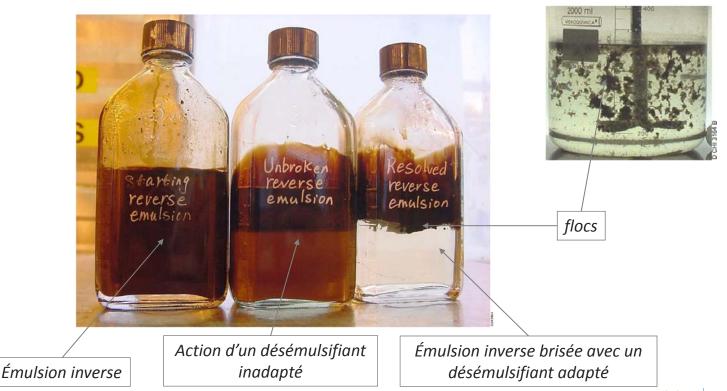


Introduction au traitement de l'eau de production

67

III. Mise en œuvre de l'injection de produits chimiques

► Importance du choix du produit chimique





Teneur en H₂O des gaz saturés en humidité

HYDRATES ET PRÉVENTION DES HYDRATES



Sommaire

- **▶** Introduction
- Détermination de la teneur en eau
 - Cas des gaz non acides (sweet gases)
 - Cas des gaz acides (sour gases)
 - Utilisation des programmes de simulation
- Courbe de rosée eau d'un gaz naturel
- Mesure sur site de la teneur en eau

Introduction - Origines de l'eau

▶ Tous les fluides aux conditions de gisement sont saturés en eau

• L'eau est donc toujours présente dans les effluents de réservoir (huile et gaz) : en phase VAPEUR et souvent également en phase LIQUIDE.

▶ Eau liquide : eau de production ou eau de condensation

- L'eau forme avec le CO₂ and H₂S des produits corrosifs et
- limite la capacité de transport des pipelines.

► Eau liquide (ou vapeur d'eau) :

L'eau forme des hydrates avec le C₁, C₂, C₃, iC₄, CO₂, H₂S, N₂,... en général à des pressions
 > 10 bar et des températures < 25 °C.

Teneur en H2O des gaz saturés en humidité



Détermination de la teneur en eau

• Cas des gaz non acides (sweet gases)



Détermination de la teneur en H₂O – Cas des gaz non

acides

- Diagramme de McKetta avec corrections pour la masse volumique, la salinité de l'eau, la teneur en H₂S et la teneur en CO₂ (les diagrammes de JM Campbell donnent des résultats équivalents)
- Water content of moisture-saturated gases using the McKETTA diagram

- Corrélation de BUKACEK
 - Exemple :

W (lb of water/MMSCF of wet gas) = \cdot

Coefficients fonction
de T donnés par
des TABLES ou
les équations de GdF

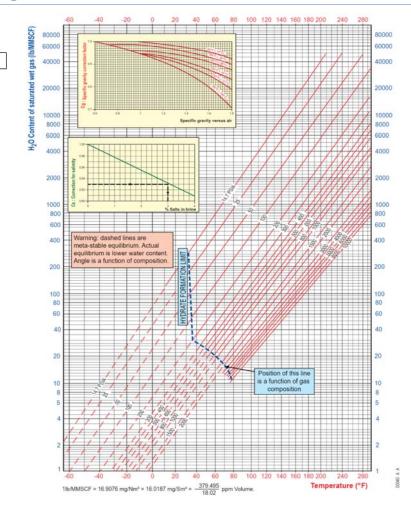
Programmes de simulation thermodynamique (PRO II, HYSYS...)

IFPTraining

Teneur en H2O des gaz saturés en humidité

Teneur en H2O des gaz saturés en humidité

- diagramme de McKetta -



acides

Ib/MMSCF

Conclusion : la teneur en humidité d'un gaz naturel diminue, lorsque la température

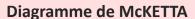
3 – Pour la même température de base (200 °F), quelle sera la teneur en H₂O de ce même gaz naturel à une pression inférieur (1500 psi.a)?

Ib/MMSCF

Conclusion : la teneur en humidité d'un gaz naturel augmente, lorsque la **pression**

Détermination de la teneur en H2O – Cas des gaz non







4 – Quelle est la **température de rosée à 1000 psi.a** de ce même gaz naturel (saturé en humidité à 200 °F et 3000 psi.a)?



5 – Quelle est la **pression de rosée à 100 °F** de ce même gaz naturel (saturé en humidité à 200 °F et 3000 psi.a)?



Remarque : Le diagramme de McKETTA a été conçu pour un gaz ayant une densité de 0,6 (densité de l'air = 1,0). Il peut être nécessaire de corriger les valeurs calculées quand la densité du gaz est très différente de 0,6. En effet la teneur en eau d'un gaz diminue quand sa densité augmente.

Teneur en H2O des gaz saturés en humidité

IFPTraining 9

Détermination de la Teneur en eau

Cas des gaz acides (sour gases)



Détermination de la teneur en H₂O – Cas des gaz acides

- ▶ Les méthodes de McKetta et de Bukacek sont valables si (H₂S + CO₂) < 5% mole</p>
- ► Sinon, des facteurs de correction doivent être appliqués
 - méthode de CAMPBELL
 - méthode de GASUNIE
- ► Car la teneur en eau d'un gaz augmente quand son acidité augmente

IFPTraining

Teneur en H2O des gaz saturés en humidité

Détermination de la teneur en eau

• Utilisation des programmes de simulation

Teneur en eau - Programmes de simulation

• Case of a sweet gas

Water content at 158 bar.a and 67°C of the following gas:

Composition (% mol)						
CO ₂	00.21					
N ₂	00.41					
C ₁	86.76					
C ₂	06.47					
C ₃	02.68					
C ₄	01.28					
C ₅	00.50					
C ₆	00.16					
C ₇ +	01.26					

MANUAL CALCULATION	COMPUTER PROGRAMME (Pro II)					
Bukacek (+ Campbell)	SRK (GPA option)	SRKKD (Kabadi Danner)	SRKM (Modified)			
2045	2060	2044	2232			
kg/MSm ³	kg/MSm ³	kg/MSm ³	kg/MSm³			

• Case of a sour gas

Water content at 142 bar.a and 88°C of the following gas:

Composition (% mol)						
H ₂ S	00.07					
CO ₂	39.40					
N ₂	19.84					
C ₁	39.28					
C ₂	00.90					
C ₃	00.26					
C ₄	00.15					
C ₅	00.03					
C ₆ +	00.07					

MANUAL CALCULATION	COMPUTER PROGRAMME (Pro II)					
Bukacek (+ Campbell)	SRK (GPA option)	SRKKD (Kabadi Danner)	SRKM (Modified)			
5299	3421	5854	5246			
kg/MSm ³	kg/MSm ³	kg/MSm ³	kg/MSm ³			

Teneur en H2O des gaz saturés en humidité

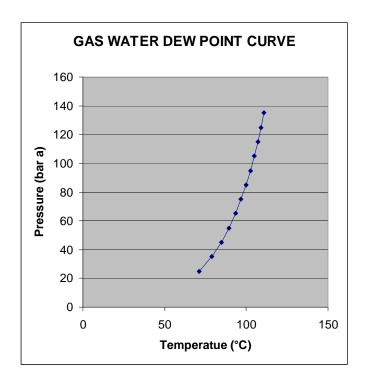
IFPTraining

Courbe de rosée eau d'un gaz naturel

Point de rosée / Courbe de rosée de l'eau - Définition

Définition

- On dit que: le gaz saturé en eau, dans des conditions données de pression et de température, est au point de rosée eau, quand le gaz est légèrement refroidi à une pression constante et que la vapeur commence à se condenser.
- ▶ La teneur en eau peut être définie par les valeurs de P et T du gaz au point de rosée.
- Pour une teneur en eau, il existe un nombre infini de points de rosée eau; ces points définissent la courbe de rosée eau du gaz.
- Pour un point de rosée eau défini par un couple P et T, il existe une seule teneur en eau.



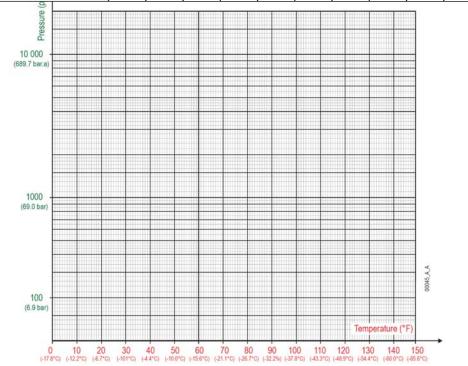
Teneur en H2O des gaz saturés en humidité



Point de rosée / Courbe de rosée eau - Application

Prenons le cas d'un gaz naturel saturé en humidité à 1000 psi.a et 100 °F. Compléter le tableau suivant avec les points de rosée eau (pas de corrections pour la densité et la salinité)

Teneur en eau (lb/MMSCF)										
Température de Rosée (°F)	0	20	40	60	80	100	120	130	140	150
Pression de Rosée (psi.a)						1 000				: <u></u> .



Mesure sur site de la teneur en eau

IFPTraining

17

Quiz

Teneur en H2O des gaz saturés en humidité



	Vrai	Faux
La teneur en eau d'un gaz naturel augmente quand la température augmente		
Si un gaz est saturé en eau à 70 bars et 30°C, son point de rosée eau à 70 bars est 30°C		
La teneur en eau d'un gaz naturel augmente quand la pression augmente		
La présence de gaz acides augmente la teneur en eau à saturation d'un gaz		
Plus la teneur en eau d'un gaz est basse plus sa température de rosée eau est basse (à la même pression).		
L'influence du CO ₂ sur la teneur en eau d'un gaz est plus importante que celle de H ₂ S		

Points clés



- ► Les gaz naturels sont presque toujours saturés en humidité car ils sont souvent en contact avec une phase aqueuse (sauf bien évidemment après une phase de déshydratation et/ou de réchauffage au contact de l'eau).
- ▶ Plus la pression d'un gaz naturel diminue, plus sa teneur en eau à saturation augmente.
- ▶ Plus la température d'un gaz naturel diminue, plus sa teneur en eau à saturation diminue.
- ▶ La saturation en eau d'un gaz naturel diminue lorsque sa densité augmente.
- ► L'acidité d'un gaz naturel se traduit par une teneur en eau plus élevée à saturation (corrections des teneurs en H₂S et CO₂ du gaz naturel nécessaires audelà de 5 % mole)
- ► Tous les appareils de mesure du point de rosée sont sensibles aux entrainements de liquide (eau, méthanol, glycols, HC, ...).

「eneur en H2O des gaz saturés en humidité



1

Unités de conversion

- Conditions normales: 1 atm.a = 1,013 bar.a = 760 mmHg0 °C (universel!)
- Conditions standard: 1 atm.a = 1,013 bar.a = 760 mmHg
 US: 60 °F? (= 15,6 °C); UE: 15 °C?; ...

1 bar = 14,5 psi

1 atm = 14,7 psi

1 lb = 0,4536 kg

 $1 \text{ m}^3 = 35,31467 \text{ CF}$

 $1 \text{ bbl} = 0,159 \text{ m}^3$

Teneur en eau d'un gaz

1 lb/MMSCF = 16,9076 mg/Nm³

 $= 16,0187 \text{ mg/Sm}^3$

= $379,495/18,02 \approx 21,06 \text{ ppm volume}$

 $1 \text{ mg/Sm}^3 = 23,645/18.02 \approx 1,31 \text{ ppm volume}$

1 SCF (à 60 °F et 14,7 psi.a) = 0,0282623 Sm³ (à 15 °C et 101,325 kPa) 1 Sm³ (à 15 °C et 101,325 kPa) = 35,382754 SCF (à 60 °F et 14,7 psi.a)



Hydrates & prévention des hydrates



Sommaire

- **▶** Introduction
- **▶** Conditions de formation des hydrates
- ▶ Prédiction de la formation des hydrates
 - Courbes de formation des hydrates
 - Cas des gaz acides
 - Utilisation des logiciels de simulation
- Prévention des hydrates
- ► Élimination des bouchons d'hydrates



Introduction – Que sont-ils?









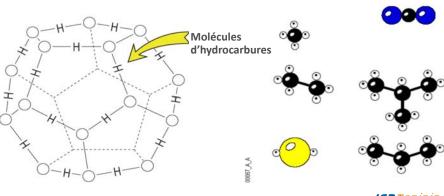




Qu'est-ce qu'un hydrate?

- ▶ Les HYDRATES sont formés de molécules d'hydrocarbures piégées dans un réseau de molécules d'eau disposées en cage, ce qui augmente la STABILITÉ de la structure (comme une bille à l'intérieur d'une boîte)
- ▶ Ils créent des problèmes opérationnels, à des pressions élevées, car ils peuvent être présents à des températures supérieures à celle de la glace (4 °C à 12 bar ou 20 °C à 100 bar par ex.)
- ► Un pied cube d'hydrate de gaz contient 160 pieds cubes de gaz à température standard et pression standard

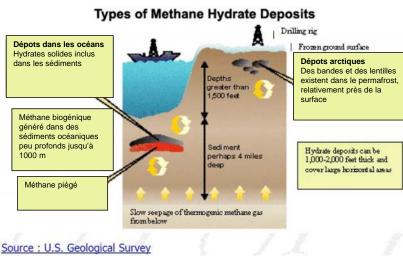


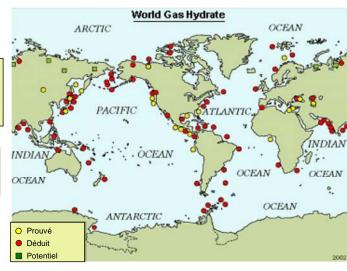


Hydrates & prévention des hydrates

IFPTraining

Qu'est-ce qu'un hydrate?













Les hydrates de gaz peuvent apparaître sous forme de nodules, de strates ou de veines dans les sédiments

Qu'est-ce qu'un hydrate?











Hydrates & prévention des hydrates

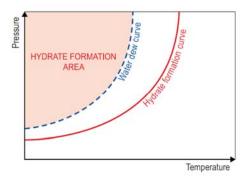
IFPTraining

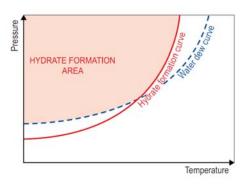
Conditions de formation des hydrates

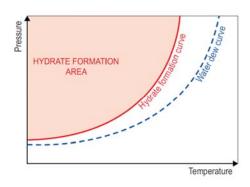
Formation des hydrates

■ 3 CONDITIONS doivent être réunies pour que des hydrates se forment :

- Présence d'eau LIQUIDE ("libre", dissoute ou émulsionnée)
- Présence d'hydrocarbures légers (de C1 à C4), de gaz acide (CO₂, H₂S) ou d'azote
- P suffisamment élevée et/ou T suffisamment basse (en fonction de la nature et de la composition du gaz)
- · Également présents naturellement dans le sous-sol, au fond et sous le fond de la mer







Cas 1: Faible teneur en eau

La courbe de rosée eau est à gauche de la courbe de formation d'hydrates

Cas 2: Teneur en eau modérée

La courbe de rosée eau croise la courbe de formation d'hydrates

Cas 3: Teneur en eau élevée

La courbe de rosée eau est à droite de la courbe de formation d'hydrates

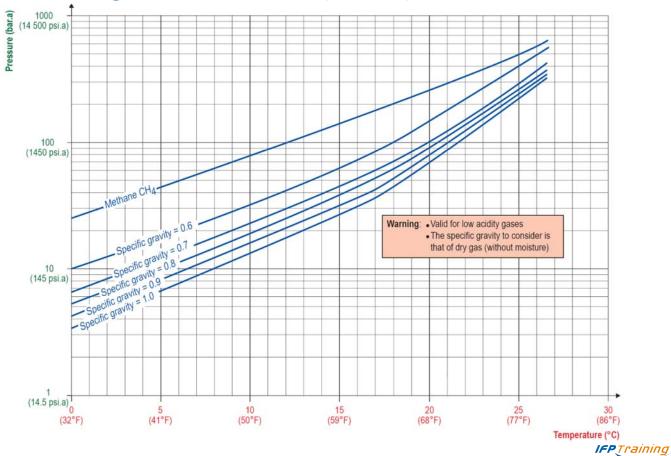
Hydrates & prévention des hydrates





Courbe de formation des hydrates - Influence de la

composition du gaz, courbes de KATZ (Densité)

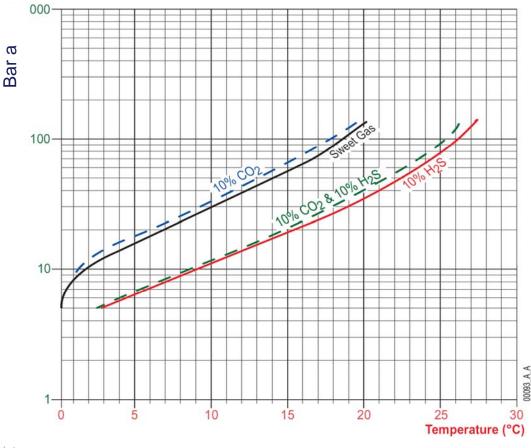


Hydrates & prévention des hydrates



Effet de l'H₂S et du CO₂ sur les conditions de formation

des hydrates - Réf. GPSA



Hydrates & prévention des hydrates



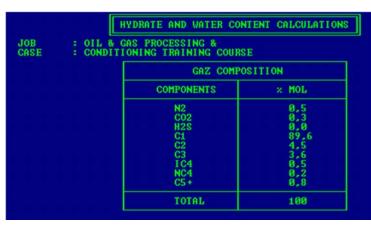


- Ces méthodes sont basées sur les équations fondamentales des équilibres de phases.
 - Quand les hydrates se forment T, P et les potentiels chimiques sont les mêmes dans les phases gaz, eau liquide et hydrates (solides)
- ► Les logiciels de simulations sont supérieurs à la fois en précision des résultats et en potentiel d'extrapolation
- ▶ Remarque : PRO II ne prend pas en compte la quantité réelle d'eau dans le gaz
 - Il suppose tout le temps que de l'eau liquide libre est présente
 - Il considère que le gas est saturé en eau, i.e. il augmente la quantité d'eau si la saturation n'est pas effective
- MULTIFLASH d'Infochem est basé sur des données expérimentales
 - Il permet une prédiction précise de la température de formation d'hydrates dans les mélanges d'hydrocarbures, en présence d'eau et d'inhibiteurs tels que le sel, le méthanol, les glycols (MEG, DEG).

Hydrates & prévention des hydrates

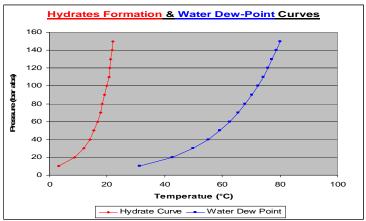


Exemple de résultats de simulation



(bar a)	TEMPERATURE	PRESSURE	TEMPERATURI
	(deg c)	(bar a)	(deg c)
150.0	80.0	70.0	65.5
140.0	78.7	60.0	62.6
130.0	77.3	50.0	59.2
120.0	75.8	40.0	55.3
110.0	74.2	30.0	49.8
160.0	72.4	20.0	42.6
90.0	70.3	10.0	31.2
80.0	68.0	0UT OF T.	OUT OF T.

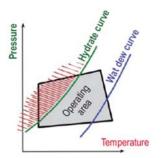
HYDRATE FORMATION CONDITIONS								
PRESSURE (bar a)	TEMPERATURE (deg c)	PRESSURE (bar a)	TEMPERATURE (deg c)					
150.0 148.0 139.0 128.0 110.0 108.0 90.0	21.9 21.7 21.3 21.0 20.6 20.0 19.2 18.4	70.0 60.0 50.0 40.0 30.0 20.0 10.0 OUT OF T.	17.7 16.6 15.4 14.0 11.9 8.8 3.1 OUT OF T.					



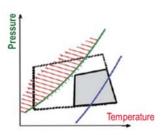


Prévention des hydrates – Différentes options

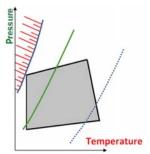
Prévention et monitoring des hydrates



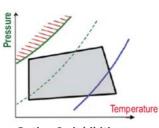
Formation des hydrates



Option 2 : contrôle du domaine de P et T



Option 1: déshydratation



Option 3 : inhibition

Inhibition de la formation des hydrates

- Injection de méthanol (MeOH), inhibition ponctuelle en général
- Injection de solutions aqueuses de glycol (MEG ou DEG)
- Injection de solutions aqueuses de giyeor (MEG ou
 Injection d'inhibiteurs cinétiques d'hydrates (KHI)

Déshydratation des gaz

Chauffage/Isolation thermique

- Isolation thermique
- Circulation d'huile chaude
- Traçage

PHASE DE CONCEPTION

PHASE OPÉRATIONNELLE

• Installation d'un réchauffeur indirect

Suivi permanent des paramètres clés :

- Point de rosée eau du gaz
- Teneur en eau du gaz

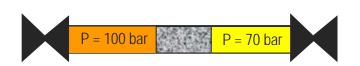
Maintenance régulière et vérifications fréquentes des instruments dédiés au monitoring de la formation des hydrates et des équipements d'intervention.

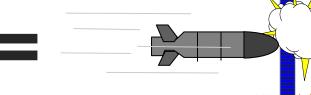
Compétence du personnel opérationnel.



Élimination d'un bouchon d'hydrate

- ▶ Augmenter la température pour éliminer un bouchon d'hydrate n'est en général pas une opération très pratique dans la mesure où le bouchon doit d'abord être localisé avant d'appliquer l'équipement de chauffage sur la zone de l'obstruction. Toutefois, cette méthode pourra être utilisée dans des cas particuliers.
- ▶ Un pipeline bouché par des hydrates peut être débouché en réduisant la pression du pipeline des deux côtés du bouchon.
- ▶ Réduire la pression d'un seul côté est EXTRÊMEMENT DANGEREUX! Le bouchon d'hydrate solide peut se briser et se libérer. La pression du pipeline entraîne alors à très grande vitesse ce bouchon d'hydrate dur comme de la glace vers le côté où la pression a été réduite. À cette vitesse, lorsque le bouchon atteint un coude ou une restriction, il peut rompre une conduite voire même la déterrer. Ce type d'accident a déjà coûté des vies et causé de lourds dommages aux équipements.

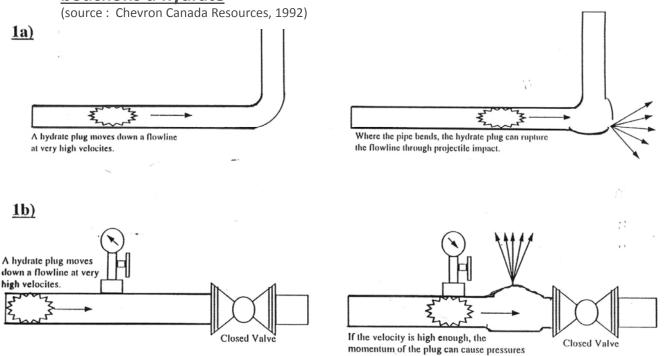




Élimination d'un bouchon d'hydrate – Risques pour la

sécurité

Figure 1 : risques pour la sécurité liés au déplacement des bouchons d'hydrate



large enough to rupture the flowline.

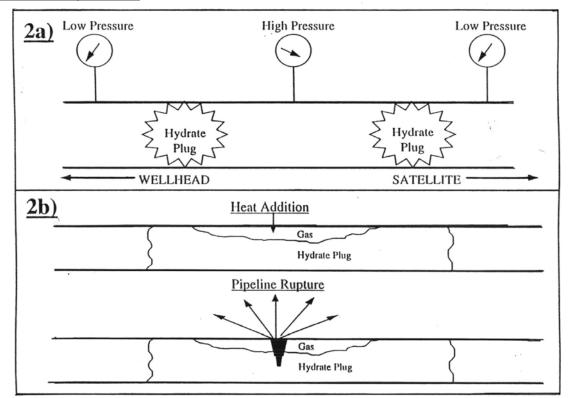
Hydrates & prévention des hydrates



Élimination des bouchons d'hydrates - Risques pour la

sécurité

Figure 1 : risques pour la sécurité liés à des hautes pressions causées par des bouchons d'hydrates (source : Chevron Canada Resources, 1992)



La présence d'humidité (eau vapeur) suffit à former des hydrates quand le gaz est à une température assez basse et une pression assez élevée.	Vrai	Faux
basse et une pression assez élevée.		
Plus la densité du gaz est élevée, plus le risque de formation d'hydrates l'est également.		
La présence d'H ₂ S dans le gaz augmente le risque de fromation d'hydrates		
Un bouchon d'hydrate peut être enlevé en toute sécurité en diminuant la pression en aval.		

IFPTraining

Hydrates & prévention des hydrates

Points clés



- ▶ Les hydrates sont constitués de cages de molécules d'eau dans lesquelles des hydrocarbures légers (C1, C2, C3, iso-C4) ou des impuretés (H₂S, CO₂) sont enchassés (Clathrates). La densité des hydrates varie entre 0,96 et 0,98.
- ► Les Hydrates peuvent:
 - Boucher les lignes, valves, duses, l'instrumentation,
 - Encrasser voire obstruer les échangeurs de chaleur,
 - Éroder les duses, vannes de contrôle, turbines.
- La formation d'hydrates de gaz naturel nécessite
 - une pression suffisamment élevée et une température suffisamment basse (les valeurs exactes étant dépendantes de la composition de l'effluent)
 - La présence d'eau liquide
- ▶ Pour une pression donnée, la température et donc les risques de formation d'hydrates augmentent quand la densité du gaz augmente
- ▶ La présence d' H₂S augmente les risques de formation d'hydrates
- ▶ La formation des hydrates commence doucement. Ce phénomène s'accélère ensuite de façon exponentielle et se termine par un bouchage des installations. Une surveillance régulière afin de détecter le début de la formation des hydrates est donc fortement recommandée.
- Éliminer un bouchon d'hydrate est dangereux et peut être très difficile.
- Les principaux moyens permettant d'éviter la formation d'hydrates sont:
 - L'abaissement du point de rosée eau par déshydratation du gaz
 - L'abaissement de la pression (depressurisation) et/ou l'augmentation de la température (isolation, chauffage...)
 - L'Inhibition par injection de produits chimiques (MeOH, MEG, DEG, KHI...)
- Supprimer un bouchon d'hydrates par depressurisation peut demander des jours d'interruption de production.

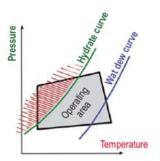


Prévention des hydrates par isolation thermique et chauffage

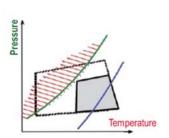
HYDRATES ET PRÉVENTION DES HYDRATES



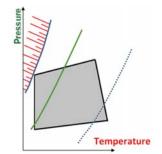
Prévention et monitoring des hydrates



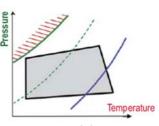
Formation des hydrates



Option 2 : contrôle du domaine de P et T



Option 1: déshydratation



Option 3: inhibition

Inhibition de la formation des hydrates

- Injection de méthanol (MeOH), inhibition ponctuelle en général
- Injection de solutions aqueuses de glycol (MEG ou DEG)
- Injection d'inhibiteurs cinétiques d'hydrates (KHI)

Déshydratation des gaz

Chauffage/Isolation thermique

- Isolation thermique
- Circulation d'huile chaude

PHASE DE CONCEPTION

PHASE OPÉRATIONNELLE

• Installation d'un réchauffeur indirect

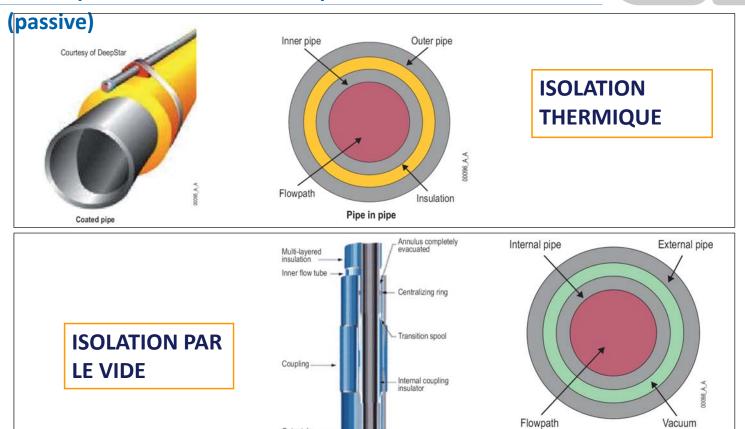
Suivi permanent des paramètres clés :

- Point de rosée eau du gaz
- Teneur en eau du gaz

Maintenance régulière et vérifications fréquentes des instruments dédiés au monitoring de la formation des hydrates et des équipements d'intervention.

Compétence du personnel opérationnel.

Techniques de contrôle des températures - Isolation



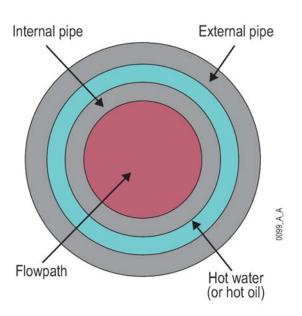
Prévention des hydrates par isolation thermique et chauffage



Vacuum insulated pipe

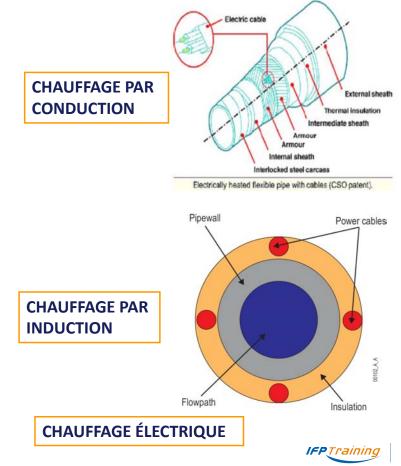
Techniques de contrôle des températures - Chauffage

(actif)

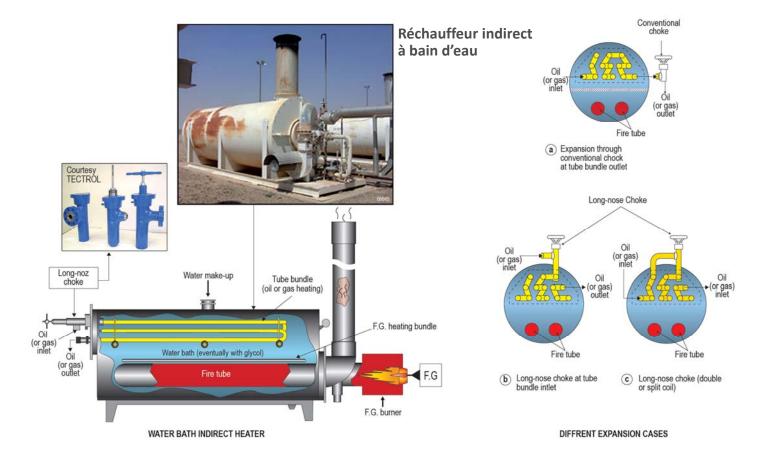


Jacketed pipe

CHAUFFAGE À L'EAU (OU L'HUILE) CHAUDE



Thermal control techniques – In-line heating (active)



Prévention des hydrates par isolation thermique et chauffage



Key points



- ► Le contrôle de la température dans la ligne est un des moyens de prévenir la formation d'hydrates.
- ► La température du fluide peut être contrôlée par
 - isolation (passive)
 - chauffage (active)
- L'isolation est assurée par enrobage avec un isolant thermique ou par le vide
- ► Le chauffage est assuré par circulation d'un fluide chaud dans l'annulaire ou par un moyen électrique.
- ► Le réchauffage en ligne par circulation dans un bain d'eau ou d'huile chaude est également utilisé à terre pour empêcher la formation d'hydrates dans les lignes.

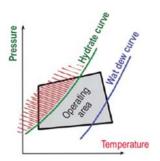


Prévention des hydrates par inhibition

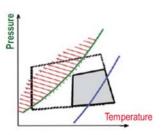
HYDRATES ET PRÉVENTION DES HYDRATES



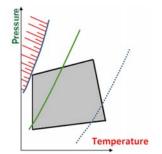
Prévention et monitoring des hydrates



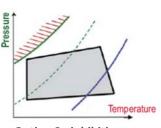
Formation des hydrates



Option 2 : contrôle du domaine de P et T



Option 1: déshydratation



Option 3: inhibition

Inhibition de la formation des hydrates

- Injection de méthanol (MeOH), inhibition ponctuelle en général
- Injection de solutions aqueuses de glycol (MEG ou DEG)
- Injection d'inhibiteurs cinétiques d'hydrates (KHI)

Déshydratation des gaz

Chauffage/Isolation thermique

- Isolation thermique
- Circulation d'huile chaude
- Traçage

PHASE DE CONCEPTION

PHASE OPÉRATIONNELLE

• Installation d'un réchauffeur indirect

Suivi permanent des paramètres clés :

- Point de rosée eau du gaz
- Teneur en eau du gaz

Maintenance régulière et vérifications fréquentes des instruments dédiés au monitoring de la formation des hydrates et des équipements d'intervention.

Compétence du personnel opérationnel.

Sommaire

Introduction

Inhibiteurs thermodynamiques

- Principe
- Critères de sélection
- Exemples d'applications sur champ
- Corrélation d'Hammerschmidt
- Application 1 : inhibition par le méthanol (MeOH)
- Application 2 : inhibition par les glycols (MEG ou DEG)

► Inhibiteurs à faible dosage (LDHI)

- État des lieux
- Inhibiteurs cinétiques (KHI) Inhibiteurs de nucléation OU inhibiteurs de croissance
- Anti-agglomérants (AA)

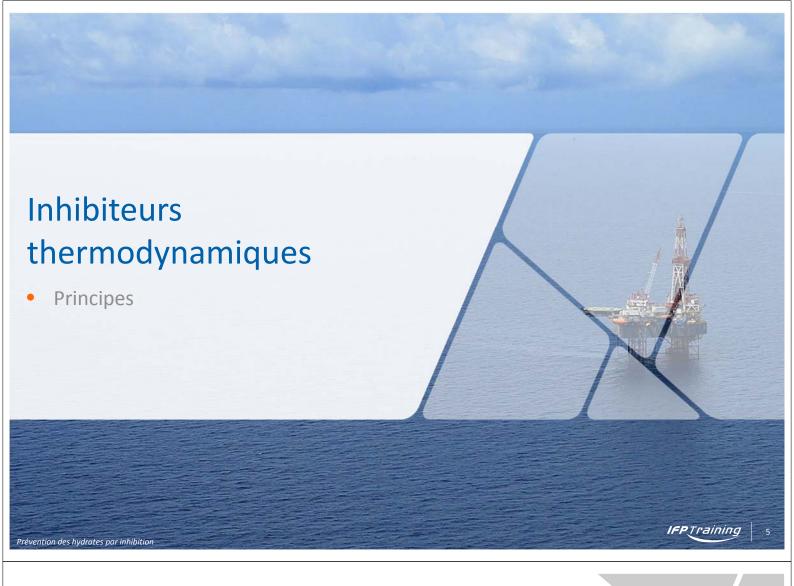
Prévention des hydrates par inhibition



Introduction – Deux catégories d'inhibiteurs

- ► Les inhibiteurs thermodynamiques sont des substance ajoutées dans l'eau pour réduire l'activité de la phase liquide aqueuse et prévenir la formation d'hydrates.
- ► Les inhibiteurs à faible dosage (LDHI, ou Low Dosage Hydrate Inhibitors) retardent la formation ou la croissance des hydrates mais ne les stoppent pas.

		AVANTAGES	INCONVÉNIENTS
Inhibi	teurs Thermodynamiques		
MeOH	: Methanol	Transport CAPEX faible	Se dissout dans les HC Volatil (pertes importantes) OPEX élevé
MEG	: Monoéthylène glycol	Regeneration (pertes faibles)	Viscosité élevée
DEG	: Diethylène glycol		Risque de cristallisation
TEG	: Triethylène glycol	OPEX faible	CAPEX élevé
SALTS	(Règle du pouce: 20 g NaCl/l = 1 °C ss-refroidissement)	Coût faible Naturel (sel de la formation)	Grosse quantité nécessaire Corrosion
LDHI (Low Dosage Hydrate Inhibitor)		
KHI	: Kinetic Hydrate Inhibitor • Limiteurs de Nucleation • Limiteurs de croissance	Quantité faible (Retour	Coût élevé mitigé)
Anti-agg	glomérants		



Inhibiteurs thermodynamiques - Principe

Propriétés physico-chimiques du méthanol et de certains glycols

		INHIBITION FORMATION DES HYDRATES			DÉSHYDRATATION
		Méthanol	Mono-Éthylène Glycol	Di-Éthylène Glycol	Tri-Éthylène Glycol
		MeOH	MEG	DEG	TEG
		•			~ ***
		СНЗОН	C2H6O2	C4H10O3	C6H14O4
Poids moléculaire	kmole/kg	32,04	62,10	106,10	150,17
Point d'ébullition normal	°C	64,5	197,3 Décomposition > 165°C	244,8 Décomposition > 165°C	288,0 Décomposition > 204°C (400°F)
Pression de vapeur à 25°C	mmHg	120	0,12	< 0,01	< 0,01
Masse volumique à 25°C Masse volumique à 60°C	kg/m³ kg/m³	790 -	1110 1085	1113 1088	1123 (24°C) 1091 (66°C)
Point de congélation	°C	- 97,8	- 13,3	- 8,3	- 4,3
Viscosité à 25°C Viscosité à 60°C	cP cP	0,52 -	16,50 4,68	28,20 6,99	56,0 (24°C) 8,1 (66°C)
Chaleur massique à 25°C	kcal/kg.°C	0,60	0,58	0,55	0,500 (24°C)
Chaleur latente vaporisation à 1 atm.a	kcal/kg		202	129	97
Point éclair	°C	12,0	115,6	123,9	176,7

N.B. ces propriétés sont le résultat de tests en laboratoire. Elles peuvent différer des spécifications des produits disponibles dans le commerce.





Inhibiteurs thermodynamiques – Critères de sélection

Méthanol

- Technique éprouvée,
- Mais: produit hautement toxique et inflammable, pertes importantes dans le gaz et le condensat, à injecter en grandes quantités (OPEX, logistique, régénération), souvent utilisé pour les inhibitions provisoires quelle que soit la température.
- Les glycols sont préférés lorsqu'une injection permanente de méthanol > 120 l/h est nécessaire.

▶ Glycol

- Technique éprouvée,
- Mais produit coûteux (CAPEX), régénération possible mais problématique si l'eau de production est salée,
- MEG: inhibition continue à T < -10 °C (pertes de vaporisation à des températures supérieures),
- DEG : inhibition continue à T > -10 °C (haute viscosité, séparation du condensat et du DEG + eau difficile).
- La teneur en méthanol / glycol du condensat/GPL peut être trop élevée pour les raffineries : le prix de vente doit alors être remisé (pendant toute la durée de vie du champ ?)



Exemples de schémas de développement de champ de

gaz

Qatargas I « schéma SEC »

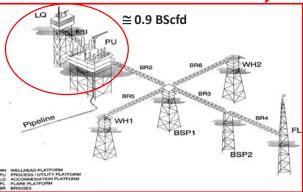


Carte générale de North Field



South Pars 2&3 « schéma HUMIDE »





1 BScfd

1 BScfd

WP2



Calcul du débit d'inhibiteur nécessaire – Pertes d'inhibiteur

Volume injecté = quantité dans l'EAU libre + pertes dans le GAZ + pertes dans l'HC LIQUIDE

Pertes d'inhibiteur dans la phase VAPEUR :

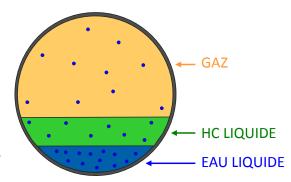
• GLYCOLS: 4 kg/106 Sm3 de gaz,

MÉTHANOL : donnée par des diagrammes

Pertes d'inhibiteur dans la phase LIQUIDE :

GLYCOLS: 0,2 kg/m3 d'hydrocarbure liquide

MÉTHANOL : 2 kg/m3 d'hydrocarbure liquide



Pertes d'inhibiteur dans le circuit de RÉGÉNÉRATION (glycols) :

 GLYCOLS: 25 kg/106 Sm3 de gaz (principalement dues à l'entraînement de liquide dans le gaz au niveau du séparateur et de l'unité de régénération à l'entrée de l'installation)

Calcul du débit d'inhibiteur nécessaire - Corrélation

d'Hammerschmidt

► Hammerschmidt : corrélation semi-empirique (1934 - 100 mesures)

$$W = 100 \cdot \frac{\Delta T.M}{K_i + (M.\Delta T)} \qquad \text{OR} \qquad \Delta T = \frac{W \cdot K_i}{100.M - W.M}$$

- W: % en poids d'inhibiteur pur dans la phase eau liquide
- ΔT: abaissement de la température de formation des hydrates (°C)
- M: poids moléculaire de l'inhibiteur (kg/kmole)
- Ki : constante d'Hammerschmidt (°C.kg /kmole)

Inhibiteur	MeOH	MEG	DEG
M (kg/kmole)	32	62	106
Ki (°C.kg/kmole)	1297	2220	2220
Correlation accuracy	good	fair	fair

La corrélation de Nielsen Bucklin est meilleure pour les Glycols

Prévention des hydrates par inhibition



1

Corrélation d'Hammerschmidt: Exemple



▶ Pour gagner 15 °C de sous-refroidissement supplémentaire avant formation d'hydrates, quelle est la quantité de MeOH ou de glycol nécessaire à maintenir dans la phase eau liquide ?

MeOH		MEG	DEG		
	% en poids	% en poids	···· % en poids		

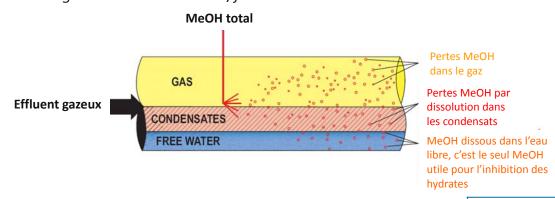


Application 1: Inhibition par le méthanol (MeOH)



Le but de cette application est de calculer le taux d'injection de méthanol permettant d'éviter la formation d'hydrates.

- Densité du gaz sec : 0,7
- Teneur en eau : le gaz est saturé en humidité à 40 °C et 100 bar.a (1450 psi.a)
- Conditions de service : 10 °C et 100 bar.a (1450 psi.a)
- Acidité du gaz : gaz non acide (ne contient ni H₂S ni CO₂)
- Débit de gaz humide : 10 MSm³/jour



l – Tempér	ature de i	formation des h	vdrates à	100 bar.a i	(1450 r	osi.a)	
------------	------------	-----------------	-----------	-------------	---------	--------	--

Application 1: Inhibition par le méthanol (MeOH)



2 – Calculer la quantité d'eau de condensation aux conditions de service (10°C et 100 bar.a). Utiliser la corrélation de Bukacek, sans correction pour la densité.

	CONDITIONS D	DE SATURATION	CONDITION	S DE SERVICE	
Température	40) °C	10 °C		
Pression	100 bar.a				
Coefficient A de Bukacek					
Coefficient B de Bukacek					
Teneur en H ₂ O du gaz humide		mg/Sm³		mg/Sm³	

Quantité d'eau de condensation aux conditions de service (10 °C et 100 bar.a) :

mg/Sm³

Prévention des hydrates par inhibition

IFPTraining

Application 1: Inhibition par le méthanol (MeOH)



3 – Calculer la concentration en MeOH (en poids) nécessaire dans la solution d'eau et de MeOH pour prévenir la formation d'hydrates. Prendre une marge de sécurité de 3 °C.

ΔT de sous-refroidissement nécessaire, avec une marge de sécurité de 3 °C:

°C

Concentration en MeOH nécessaire dans la solution d'eau et de MeOH :

% en poids

(B)

4 - Calculer la quantité de MeOH nécessaire dans l'eau de condensation par Sm³ de gaz humide.

Quantité d'eau de condensation aux conditions de service :

mg/Sm³

(A)

Concentration en MeOH nécessaire dans la solution d'eau et de MeOH :

% en poids

(B)

Quantité de MeOH nécessaire dans l'eau de condensation :

mg/Sm³

.

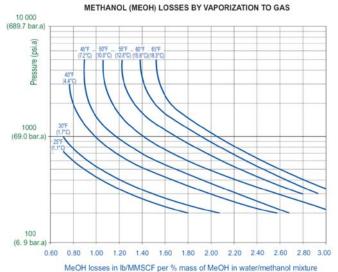
.

(C)

APPLICATION 1: inhibition par le méthanol (MeOH)



5 – Calculer la perte de MeOH dans la phase vapeur.



1 lb/MMSCF = 16,9076 mg/Nm $= 16,0817 \text{ mg/Sm}^3$

Pertes de MeOH par % en poids de MeOH dans la solution d'eau et de MeOH:

mg/Sm³ par % en poids

Concentration en MeOH de la solution d'eau et de MeOH:

% en poids

(B)

Perte de MeOH dans la phase gazeuse :

mg/Sm³

(D)

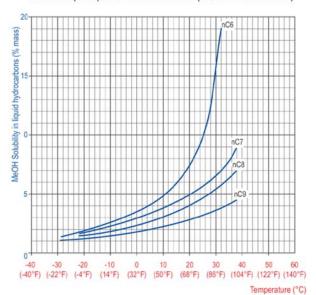
Prévention des hydrates par inhibition



Application 1 : Inhibition par le méthanol (MeOH)

6 – Calculer la perte de MeOH dans les condensats (50 mg/Sm³), pour de l'octane normal (nC8). METHANOL (MEOH) LOSSES TO CONDENSATS (LIQUID HYDROCARBONS)





Solubilité du MeOH dans le nC8 :

% en poids

Teneur en condensat:

mg/Sm³ 50

Perte de MeOH dans la phase HC liquide (condensats):

mg/Sm³

(E)

Application 1: Inhibition par le méthanol (MeOH)



7 – Calculer le taux d'injection de MeOH global.

Quantité de MeOH nécessaire dans l'eau de condensation :

Perte de MeOH dans la phase gazeuse :

Perte de MeOH dans la phase HC liquide (condensats) :

Quantité totale de MeOH nécessaire :

Débit de gaz :

Prévention des hydrates par inhibition

Taux d'injection de MeOH:

Masse volumique du MeOH (à 15°C)

Taux d'injection de MeOH global :

	m³/jour	
798	kg/m³	7
	kg/jour	
10	MSm3/j	_
	mg/Sm³	(C+D+E)
	mg/Sm³	(E)
	mg/Sm³	(D)
	mg/Sm³	(C)

IFPTraining

22

Inhibiteurs thermodynamiques - Points clés



- ► La formule d' Hammerschmidt's permet d'estimer le concentration requise en inhibiteur dans la phase aqueuse liquide pour empêcher la formation d'hydrates. Sa précision est suffisante pour le méthanol (qui a été utilisé pour son développement) mais peu adaptée pour les glycols (MEG ou DEG).
- ► Le calcul de la quantité de méthanol à injecter pour inhiber la formation d'hydrates doit prendre en compte les pertes de méthanol dans le la phase gazeuse et dans la phase liquide (les condensats) si elle est présente. Ces pertes sont importantes!
- ► Les pertes de Glycol (MEG or DEG) dans les condensats (phase hydrocarbure liquide) et dans la phase gazeuse sont faibles mais peuvent finir par représenter une part non négligeable des OPEX. Elles doivent donc être contrôlées...



Inhibiteurs à faible dosage (LDHI) – État des lieux

Inconvénients des méthodes classiques

- Fort dosage
- Recyclage nécessaire (MEG)
- Problèmes de traitement au niveau des topsides
- Contamination de la phase huile (MeOH)
- Préoccupations HSE
- Précipitation des sels et des dépôts

Inhibiteurs à faible dosage (LDHI) - État des lieux

- ▶ Début d'utilisation par grands fonds (sous-refroidissement > 15°C et/ou BSW > 50%) → Golfe du Mexique (Shell)
- ► La matière active est chère mais pourrait être intéressante car utilisée à faible dosage
 - Remarque : avant de prendre la décision d'utiliser ces additifs, des essais expérimentaux doivent être réalisés pour optimiser la formulation de la matière active et calculer le taux d'injection
- ▶ Types de LDHI (Low Dosage Hydrate Inhibitors)
 - Inhibiteurs cinétiques (KHI)
 - Inhibiteurs de nucléation
 - Inhibiteurs de croissance
 - Additifs Anti-Agglomérants (ou dispersants)



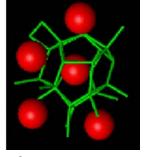
IFPTraining

26

Prévention des hydrates par inhibition

KHI - Inhibiteurs de nucléation ou de croissance

- Polymères hydrosolubles (similaires aux inhibiteurs de paraffine et de corrosion)
- ► Injection à faible dosage
 - \circ 0,5% de matière active en poids en fonction de la teneur en eau

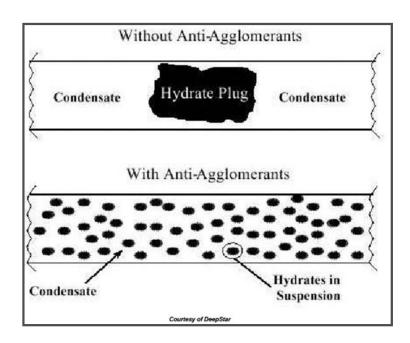


- ▶ Ralentissent la croissance des cristaux (inhibiteurs de croissance), ou retardent la formation de cristaux (inhibiteurs de nucléation) en empêchant les molécules d'eau de se regrouper.
 - Le phénomène peut être ralenti mais pas stoppé.
- ► Empêchent la formation d'hydrates pendant le temps nécessaire pour transporter les effluents dans les conditions du domaine de formation des hydrates
- ▶ Performances limitées au sous-refroidissement < 10 °C
- Commercialisé par divers fournisseurs (Clariant, Nalco/Exxon, ISP, Akzo-Nobel,...)

Additifs anti-agglomérants (ou dispersants)

- Polymères solubles dans les hydrocarbures
- ▶ Injection à faible dosage
 - ~ 1% de matière active en poids en fonction de la teneur en eau
- ► Forment une émulsion d'eau dans l'hydrocarbure liquide
- ► Les cristaux croissent dans les gouttes d'eau mais ne peuvent pas se regrouper
- Non dépendants du sous-refroidissement
- Non dépendants du temps − adaptés à des fermetures de puits prolongées
- Nécessitent une phase HC LIQUIDE; proportion d'eau (WC) < 50 à 75 %</p>
- Développés initialement par IFPEN, SHELL
- Commercialisés par ONDEO Nalco Energy Limited (Nalco/Exxon), ISP, Akzo-Nobel, Fina Chemicals

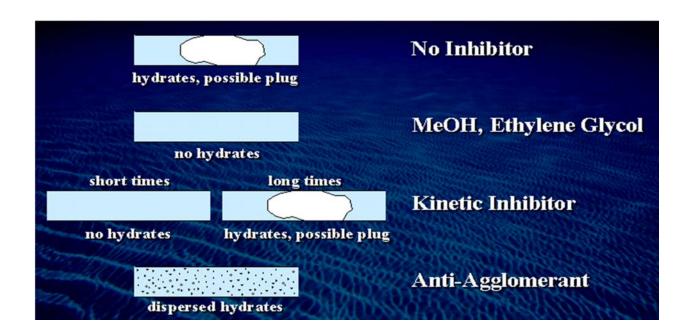
Prévention des hydrates par inhibition





28

LDHI – Types of hydrates inhibitors



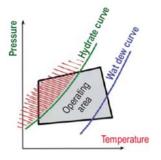


Déshydratation du gaz

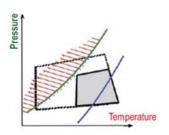
HYDRATES ET PRÉVENTION DES HYDRATES



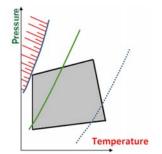
Prévention et monitoring des hydrates



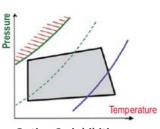
Formation des hydrates



Option 2 : contrôle du domaine de P et T



Option 1 : déshydratation



Option 3: inhibition

Inhibition de la formation des hydrates

- Injection de méthanol (MeOH), inhibition ponctuelle en général
- Injection de solutions aqueuses de glycol (MEG ou DEG)
- Injection d'inhibiteurs cinétiques d'hydrates (KHI)

Déshydratation des gaz

Chauffage/Isolation thermique

- Isolation thermique
- Circulation d'huile chaude
- Traçage

PHASE DE CONCEPTION

PHASE OPÉRATIONNELLE

• Installation d'un réchauffeur indirect

Suivi permanent des paramètres clés :

- Point de rosée eau du gaz
- Teneur en eau du gaz

Maintenance régulière et vérifications fréquentes des instruments dédiés au monitoring de la formation des hydrates et des équipements d'intervention.

Compétence du personnel opérationnel.

Sommaire

- **▶** introduction
- Absorption physique (unité de déshydratation au TEG)
 - Généralités
 - Application : principe de conception d'une unité TEG
 - Procédé au TEG classique
 - Amélioration du procédé au TEG classique
 - Dépannage
- Adsorption physique (adsorbants solides)
 - Généralités
 - Mise en œuvre du procédé
- ▶ Autres technologies

IFPTraining

Déshydratation du gaz



Introduction – Généralités sur la déshydratation

Pourquoi déshydrater un gaz naturel ?

- Prévenir la formation d'hydrates
- Éviter la condensation de l'eau libre dans les installations de traitement et de transport
- Respecter une spécification de teneur en eau
- Prévenir la corrosion

Quelles sont les principales techniques de déshydratation ?

- Absorption physique (avec absorbants LIQUIDES)
- Adsorption physique (avec adsorbants SOLIDES)

IFPTraining

Déshydratation du gaz

Introduction - Où dans la chaine de traitement du gaz ?

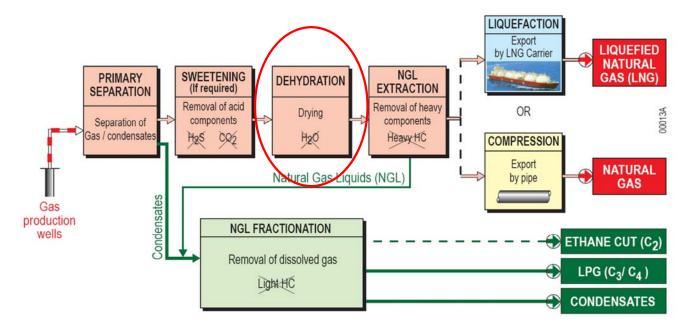


Schéma de principe de procédé d'une unité de traitement de champ de gaz classique

(mélangée avec l'essence)

Essence naturelle :

Matière première de raffinerie ou pétrochimique

IFPTraining



Généralités sur l'absorption physique

- ▶ Les glycols sont couramment utilisés pour la déshydratation du gaz naturel (TEG)
- ▶ Des systèmes de déshydratation au triéthylène glycol (TEG) sont utilisés en mer et à terre aussi bien pour des applications de traitement de gaz acides que de traitement de gaz non acides
- ► Le gaz peut être traité économiquement au TEG entre 10 °C et 100 °C et 10 et 120+ bar.g
- Abaissement du point de rosée eau en général de 30 °C à 100 °C
- ► Procédés de déshydratation au TEG spécifiques disponibles pour des applications difficiles (par ex. Stripping Gas, Coldfinger®, DRIZO®)

Généralités sur l'absorption physique – Principe

d'une unité de déshydratation de gaz au TEG

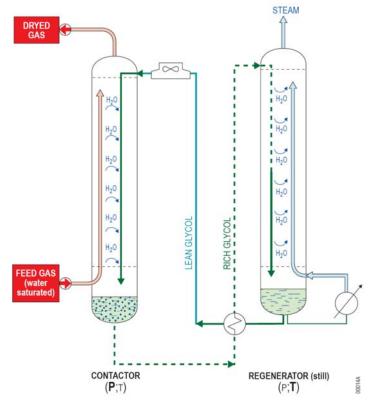


Schéma de principe d'un procédé d'a<u>b</u>sorption physique de gaz utilisant du triéthylène glycol (TEG)

Déshydratation du gaz



Généralités sur l'absorption physique - Principe d'une unité de déshydratation de gaz au TEG

Saih Rahwl – Oman, 1998 "Une des plus grandes unités glycols au monde"



Deux régénérateurs au TEG (capacité de traitement du gaz : 1500 MMSCFD ; débit de TEG de 80 m³/h chacun) – installation fonctionnant sans personnel

Généralités sur l'absorption physique – Quelques chiffres

Procédé au glycol

- Des dizaines de milliers d'unités de traitement du gaz au glycol déshydratent du gaz dans le monde
- Principe de fonctionnement simple
 - Contact direct entre le gaz et le glycol à la pression de service
 - Glycol circulant en boucle fermée

► Le triéthylène glycol (TEG) est l'absorbant le plus utilisé pour les raisons suivantes :

- Stabilité thermique élevée
- Régénération efficace à des températures de rebouillage élevées (jusqu'à 204 °C)
 - On peut obtenir une concentration supérieure à 99,9+ % en poids
- Faibles pertes par vaporisation

Facteurs clés de conception : application à point de rosée bas

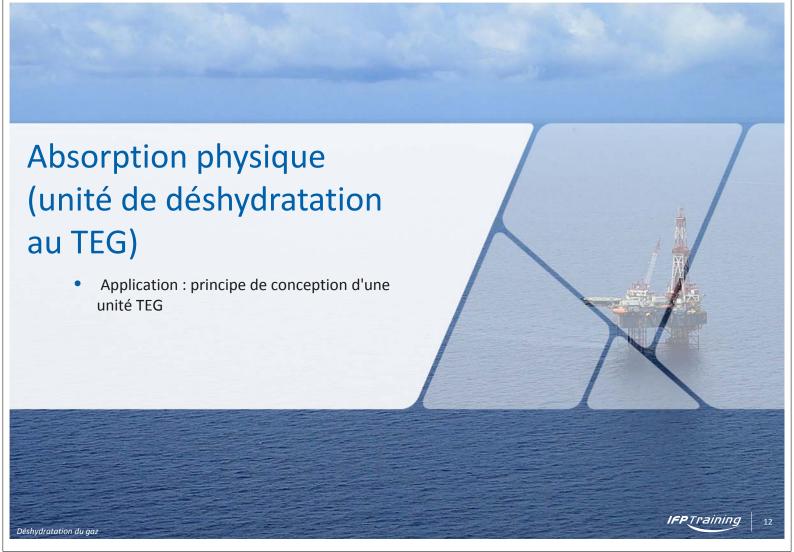
Étages d'équilibre du contacteur : hauteur de garnissage ou nombre de plateaux

Débit de glycol : en général 15 à 40 litres de TEG / kg d' H_2 O à extraire

Concentration en glycol : en général 99,0 à 99,95 % en poids voire plus...

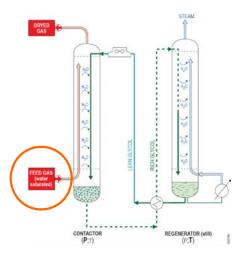
Déshydratation du gaz

IFPTraining



Principe de conception d'une unité TEG – Gaz de charge





1 – Étant données une température de gaz de charge de 35 °C et une pression de 70 bar.a, quelle est la teneur en humidité du gaz de charge?

mg/Sm³

Teneur en H₂O des gaz saturés en humidité (corrélation de BUKACEK)

W (mg of water/Sm³ of wet gas) = $\frac{A}{P_{(bar.a)}}$ + B

= 379.495 ppm Vol.

Temp	Temperature		A B Temperature		erature	A 8		Temperature		Α.	В
F	°C	^	0	**	°C	1		°F	*c	^	
40	40.0	145	3.52	68	20.0	17786	113.73	176	80.0	360145	1113
38	-38.9	162	3.84	70	21.1	19001	114.85	178	81.1	376716	1153
36	-37.8	182	4.16	72	22.2	20438	125.75	180	82.2	394391	1198
34	-36.7	203	4.49	74	23.3	21763	132.15	182	83.3	410963	1236
32	-35.6	228	4.81	76	24.4	23310	138.88	184	84.4	430848	1279
30	-34.4	254	5.29	78	25.6	24857	145.93	186	85.6	449628	1324
-28	-33.3	283	5.77	80	26.7	26624	153.30	188	86.7	469514	1374
26	-32.2	315	6.25	82	27.8	28392	160.19	190	87.8	488399	1418
24	-31.1	350	6.73	84	28.9	30270	168.20	192	88.9	511494	1464
22	-30.0	389	7.21	88	30.0	32258	177.81	194	90.0	533588	1518
20	-28.9	431	7.69	88	31.1	34357	185.82	196	91.1	556788	1565
18	-27.8	479	8.33	90	32.2	36677	195.43	198	92.2	579987	1617
16	-26.7	529	8.97	92	33.3	38997	203.44	200	93.3	604292	1865
14	-25.6	586	9.61	94	34.4	41428	213.05	202	94.4	629701	1730
-12	-24.4	647	10.25	96	35.6	44079	224.26	204	95.6	656214	177B
-10	-23.3	716	11.05	98	36.7	46841	233.87	206	96.7	683833	1842
-8	-22.2	789	11.85	100	37.8	49824	245.09	208	97.8	711451	1906
8	-21.1	868	12.65	102	38.9	52917	256.30	210	98.9	741279	1954
4	-20.0	957	13.62	104	40.0	56121	267.51	212	100.0	771107	2018
2	-18.9	1050	14.58	106	41.1	59545	290.33	214	101.1	800935	2010
0	-17.8	1160	15.54	108	42.2	63081	293.14	216	102.2	832972	2146
2	-16.7	1270	16.66	110	43.3	66837	305.96	218	103.3	867219	2226
4					44.4				104.4		
6	-15.6 -14.4	1392	17,78	112	45.6	70814 75012	320.37	220	104.4	901466 936818	2290
8	-13.3	1668	20.34	116	46.7	79320	349.21	224	106.7	973274	2434
10	-13.3	1823	21.63	118	47.8	83960	363.62	224	107.8	1010835	2514
	-11.1		23.07		48.9		379.64	228	108.9	1010835	2596
12	-11.1	2000 2176	24.67	120	50.0	88821 93792	395.66	230	110.0	1090378	2659
16	-8.9 -7.8	2375	26.27	124	51,1	99095	413.28	232	111.1	1126833	2739
18		2596	27,87	126	52.2	104619	430.90	234	112.2	1171022	2835
20	-6.7	2626	29.63	128	53.3	110474	448.52	236	113.3	1215212	2915
22	-5.6	3071	31.56	130	54.4	117102	466.14	238	114.4	1259401	2995
24	-4.4	3347	33,48	132	55.6	122626	485.37	240	115.6	1314638	3075
26	-3.3	3635	35.56	134	56.7	129254	508.19	242	116.7	1358828	3171
28	-2.2	3944	37.80	136	57.8	136988	527.02	244	117.8	1403017	3267
30	-1.1	4286	40.05	138	58.9	143616	547.84	246	118.9	1458254	3363
32	0.0	4651	42.45	140	60.0	151349	570.27	248	120.0	1513491	3460
34	1.1	5038	45.01	142	61.1	159082	592.69	250	121.1	1568728	3556
36	2.2	5457	47,74	144	62.2	167920	616.72	252	122.2	1623965	1688
38	3.3	5910	50.62	146	63.3	176758	640.75	254	123.3	1679202	3764
40	4.4	6385	53.50	148	64.4	185596	666.38	256	124.4	1734439	3876
42	5.6	6894	56.71	150	65.6	195539	692.01	258	125.6	1800723	3972
44	6.7	7446	59.91	152	66.7	205481	719.24	260	126.7	1855960	4064
46	7.8	8042	63.43	154	67.8	215424	746.47	280	137.8	2585087	5334
48	8.9	8672	68.96	156	68.9	226471	775.31	300	148.9	3513067	6888
50	10.0	9346	70.60	158	70.0	237519	804.14	320	160.0	4706154	6778
52	11.1	10064	74.65	160	71.1	248566	834.57	340	171.1	6197580	11064
54	12.2	10826	78.81	162	72.2	260718	886.61	360	182.2	8031445	13920
58	13.3	11600	83.14	164	73.3	273975	898.65	380	193.3	10274063	17460
58	14.4	12484	87.78	166	74.4	286127	932.29	400	204.4	12925434	21785
60	15.6	13478	92.43	168	75.6	300489	965.93	420	215.6	16239648	27231
62	16.7	14472	97.39	170	76.7	314850	1001.17	440	226.7	19995757	34119
64	17.8	15466	102.68	172	77.8	329212	1038.01	460	237.8	24525182	40647
66	18.9	16571	107.97	174	78.9	344678	1074.85				

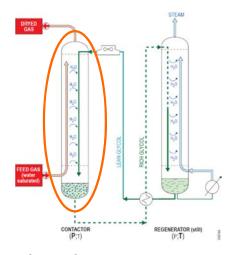
Ne: P= 100 bar.a T= 50 °C W= $\frac{93792}{100}$ +395.66 = 1333.6.5 mg/Sm⁻¹

IFPTraining

Principe de conception d'une unité TEG – Boucle de

circulation du TEG

Déshydratation du gaz



2 – Étant donné un débit de gaz de charge de 100 MMSCFD (≈ 118 000 Sm³/h), calculer le débit d'eau à extraire (par mesure de simplification, l'humidité résiduelle du gaz est négligée = déshydratation à 100 %).

kg d'H₂O / h

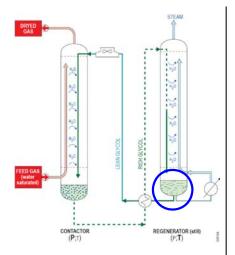
3 – Étant donné un débit de circulation du glycol de 25 litres de TEG / kg d'eau à extraire, calculer le débit de circulation du glycol.

litres de TEG / h

Commentaires:

Principe de conception d'une unité TEG – Boucle de

circulation du TEG

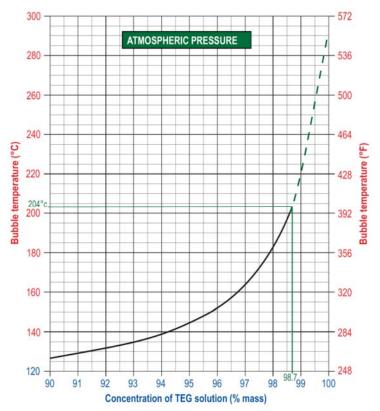


4 – Étant donné une température maximale admissible du régénérateur de 400 °F (≈ 204 °C), quelle est la pureté MAXIMALE pouvant être obtenue pour le TEG pauvre ?

% en poids

Température de bulle des solutions de TEG du commerce



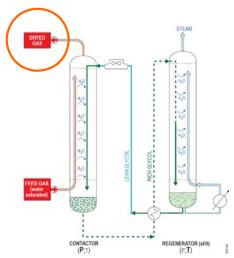


IFPTraining

Déshydratation du gaz

Principe de conception d'une unité TEG – Teneur en

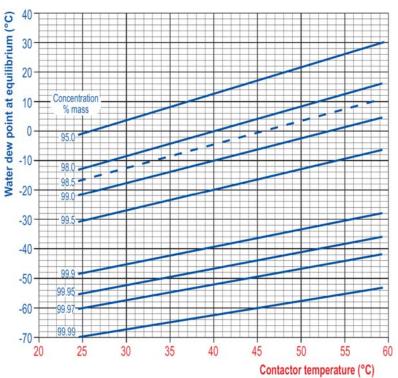
humidité résiduelle d'un gaz sec



5 – Étant donnée une température en tête de contacteur de 35 °C, quel est le point de rosée eau le plus bas pouvant être obtenu pour le gaz sec ?

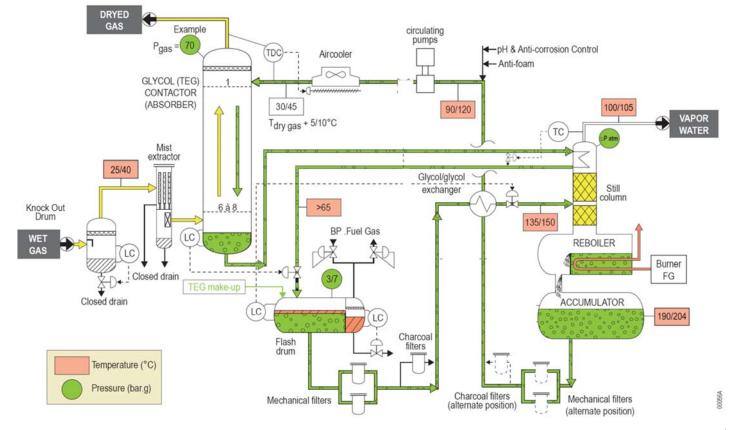


Point de rosée eau d'un gaz naturel à l'équilibre avec une solution de TEG





Procédé au TEG classique – Exemple de schéma de circulation des fluides (PFD)



WET GAS **GAS TO** CONTACTOR ☞ Doit être **séparé** du contacteur,

FILTRE GAZ HUMIDE ET EXTRACTEUR DE **BROUILLARD**

- ÉLIMINATION des particules SOLIDES : > 99 % des particules > 1 µm de diamètre
- Élimination des gouttelettes de LIQUIDE : > 99 % des gouttelettes > 1 μm de diamètre

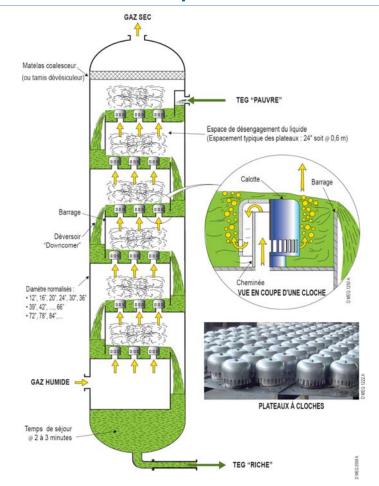
'SCRUBBER' GAZ HUMIDE

- rmais être aussi près que possible du contacteur pour éviter la condensation (perte de chaleur + friction)

Déshydratation du gaz

IFPTraining

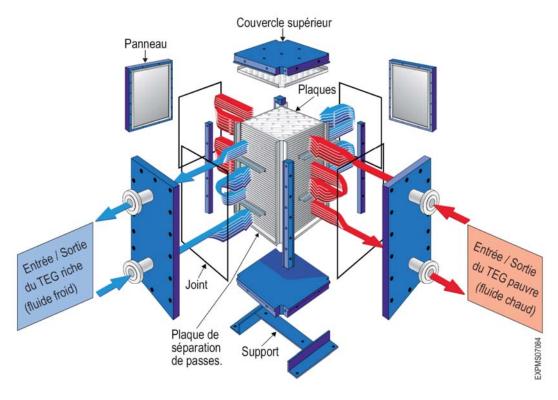
Procédé au TEG classique - Contacteur





PLATEAUX À CLOCHE

Procédé au TEG classique – Échangeur glycol/glycol



Exemples de technologie d'échangeur à plaques soudées (Compabloc - Alfa Laval)

Déshydratation du gaz



Procédé au TEG classique – Régénérateur

colonne de stripage

▶ Il est rare que le corps de colonne, appelé still column (colonne de stripage), soit muni de plateaux (4 plateaux suffisent). En général, la colonne comporte deux lits de garnissage en vrac (un mètre de hauteur minimale pour chacun), souvent des anneaux ou selles en acier inoxydable (éléments en céramique sont déconseillés).

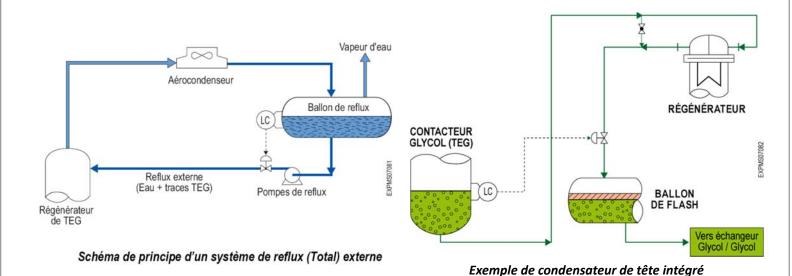


Exemples de formes de garnissage en vrac

L'arrivée du TEG riche de concentration de l'ordre de 95 % masse est placée entre les deux lits de garnissage. Le bon arrosage des lits de garnissage est assuré par un plateau distributeur.

Procédé au TEG classique – Régénérateur

système de condensation de tête

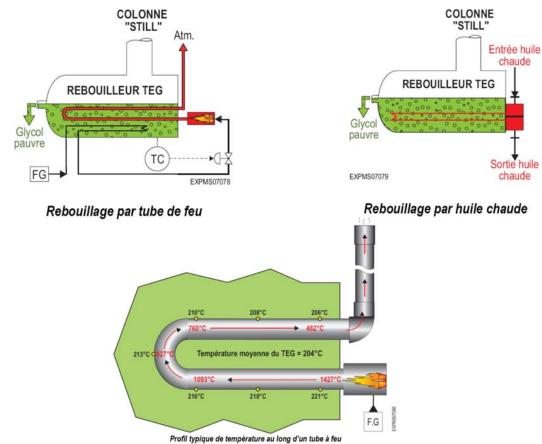


Déshydratation du gaz



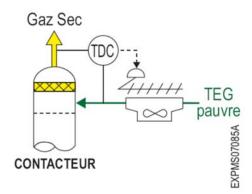
Procédé au TEG classique – Régénérateur

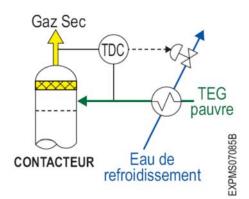
système de rebouillage

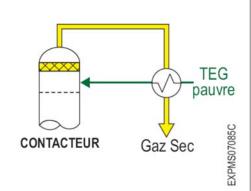


Procédé au TEG classique – Réfrigérant final

Avant d'être recyclé en tête de contacteur, le TEG pauvre est refroidi à une température de 5 à 10 °C supérieure à celle du gaz sec à la sortie du contacteur. L'eau de refroidissement (eau de l'échangeur) peut être utilisée à cet effet si disponible ; sinon l'air ambiant peut être utilisé (refroidisseur d'air).







Réfrigération finale du TEG "lean" à l'air

Réfrigération finale du TEG "lean" à l'eau

Réfrigération finale du TEG "lean" au gaz sec

Certaines unités possèdent un échangeur tubulaire gaz/glycol. Dans ce cas, la différence de température entre le TEG à l'entrée du contacteur et le gaz à la sortie du contacteur ne peut être contrôlée.

Déshydratation du gaz



Procédé au TEG classique – Filtration de la solution de

TEG

- La filtration est un point clé pour assurer un bon fonctionnement de l'unité. Elle permet d'éviter les problèmes de moussage, de corrosion et de perte de glycol, en éliminant :
 - les particules solides (produits de corrosion, sédiments,...),
 - les hydrocarbures liquides,
 - les produits générés par la dégradation du TEG.
- La filtration est assurée par un filtre mécanique (obligatoire), suivi d'un filtre à charbon actif installé souvent en dérivation. L'ensemble est installé :
 - Le plus souvent à la sortie du ballon de flash, ce qui permet de protéger les équipements en aval et essentiellement le rebouilleur, des particules susceptibles de s'y déposer. Ceci a l'inconvénient de générer de fortes pertes de charge (température basse, donc viscosité élevée), et surtout si la filtration vise des micro particules.
 - Dans certaines unités, à la sortie de l'accumulateur (température élevée, donc faible viscosité), en amont de la pompe (faible pression).

Filtre mécanique

- Son objectif est d'éliminer les particules solides, typiquement 99 % des particules de taille supérieure à 10 μm (25 μm pour le démarrage).
- Généralement, deux filtres sont installés en parallèle (un en ligne, le deuxième en secours) pour permettre la maintenance du système. La permutation est réalisée dès que la perte de charge à travers le filtre en ligne atteint à 0,5 - 0,7 bar.

Procédé au TEG classique – Filtration de la solution de

TEG

Filtre au charbon actif

- Ce filtre permet d'éliminer par adsorption tous les autres contaminants de la boucle de glycol (hydrocarbures liquides, polymères, produits de dégradation du TEG...), qui ne sont généralement pas éliminés par le filtre mécanique.
- Le filtre à charbon est installé après le filtre mécanique.
- Étant donné l'apparition très progressive de ces contaminants, il suffit de ne filtrer qu'une partie du débit total de la boucle de TEG (10 à 20%). Le reste du débit bipasse le filtre à charbon (installation en dérivation).
- Dans le cas où un filtre à charbon actif est installé, il y a nécessité d'installer en aval de celui-ci un filtre à particules afin de retenir les particules de charbon pouvant être entraînées avec la solution de TEG.

IFPTraining

Déshydratation du gaz

Déshydratation du aa

Absorption physique (unité de déshydratation au TEG)

Amélioration du procédé au TEG classique



Amélioration du procédé classique - Plusieurs

techniques

- ▶ Comment obtenir une concentration de TEG pauvre proche de 100 % ?
- Plusieurs techniques sont utilisées
 - Extraction d'eau secondaire (COLDFINGER®)
 - Régénération du TEG sous vide (PROGLY)
 - Stripage au gaz
 - Stripage au solvant (DRIZO®)

IFPTraining

Déshydratation du gaz

Amélioration du procédé classique – Extraction d'eau secondaire

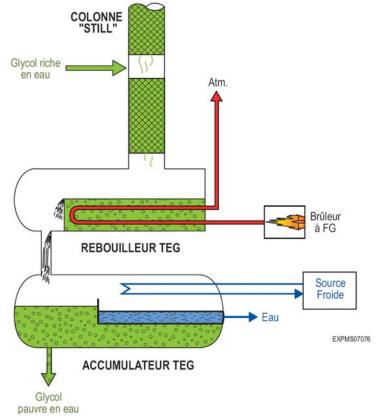
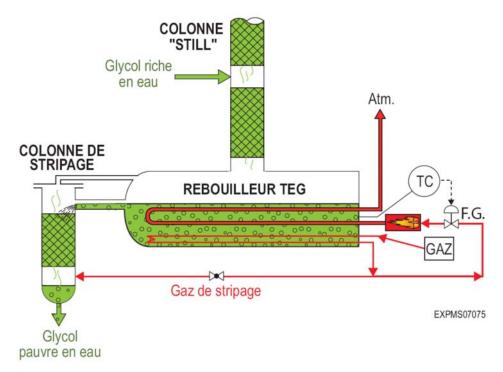


Schéma de principe du "Cold Finger®" (Procédé sous licence).

Amélioration du procédé classique - Stripage au gaz



Injection du gaz de stripage dans une colonne séparée

Déshydratation du gaz

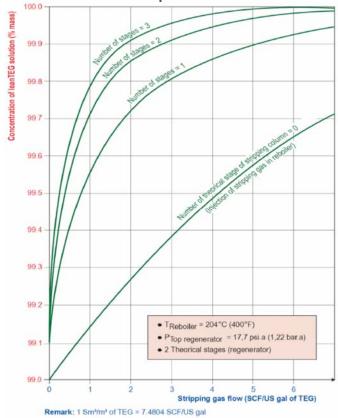


Amélioration du procédé classique - Performances du

stripage au gaz

- Procédé largement ÉPROUVÉ
- Débit de gaz de stripage allant jusqu'à 6 SCF/GALL pour atteindre 99,95 % en poids de glycol.
 - Prévenir la condensation du produit de tête de la colonne de stripage
- Les émissions de BTEX sont un problème majeur Solution de fin de chaîne :
 - Incinération
 - Recompression

Effet du gaz de stripage sur la pureté du TEG pauvre en eau



Amélioration du procédé classique - Performances du

stripage au gaz

▶ Njord-Norsk-Hydro 2007

- Unité de déshydratation de gaz au TEG de 325 MMSCFD livrée par Prosernat
- 7,2 T/h de TEG
- Module de régénération (avec gaz de stripage)



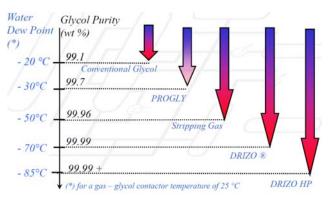
IFPTraining

33

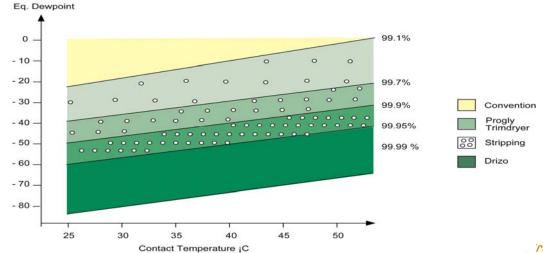
Amélioration du procédé classique – Comparaison des

performances

Déshydratation du gaz



	Concentration of the TEG solution (% by weight)	Possible reduction in the water dew point of the gas (°C)
Vacuum regeneration	99.2 to 99.9	55 to 80
Injection of a stripping gas	99.2 to 99.98	55 to 80
Installation of a COLD FINGER®	99.96	Up to 80
DRIZO® process	>99.99	100 to 120



Avantages

- Coûts d'investissement faibles
- Pertes de charge faibles côté gaz
- Apport de chaleur nécessaire pour la régénération par kilogramme d'eau extraite inférieur par rapport aux adsorbants solides
- Tolérance relative aux contaminants

Inconvénients

- Abaissement du point de rosée limité
- Émissions d'hydrocarbures à l'atmosphère
- Le glycol devient corrosif lorsqu'il est exposé à l'oxygène
- L'entraînement de glycol dans le gaz peut affecter les équipements en aval

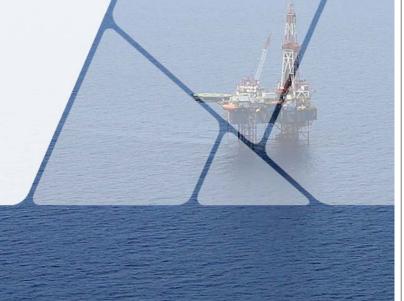
IFPTraining

Adsorption physique (adsorbants solides)

Généralités

Déshydratation du gaz

Déshydratation du gaz



Adsorbants solides – Principe

- ► Le gaz naturel à déshydrater circule à travers un lit de solides adsorbants qui adsorbent l'eau de manière sélective
- ► Le procédé est cyclique car le lit d'adsorption doit être régénéré périodiquement par réchauffage (à 200 315 °C) et vaporisation de l'eau adsorbée
- ▶ Les adsorbants solides les plus courants sont les suivants :
 - tamis moléculaires (zéolites),
 - alumine,
 - silicagels.

Déshydratation du gaz

- Des mélanges de plusieurs types d'adsorbants peuvent être utilisés
 - ex. technologie propriétaire à lits multiples d'Axens
- Spécificités de la déshydratation du gaz par les adsorbants solides
 - Point de rosée extrêmement bas
 - Capacité moins dépendante de la température
 - Excellente sélectivité
 - Résistance limitée à l'eau liquide
 - Résistance limitée à l'acide
 - Activité catalytique élevée

IFPTraining

37

Adsorbants solides – Principe

		Alumine	Charbon	Silica	Tamis moléculaire		
		activée	actif (Absorbe HC)	Gel	3A	4A	

Métal de structure		- Editor			К	Na	
Dimension adsorbant	mm	0,8 - 1,2	1-6	1-6	1,6 - 3,2	1,6 - 3,2	
Masse volumique	kg/m³	1	0,7	1,1	0,75	0,7	
Chaleur spécifique	kcal/kg.°C	0,21	0,3	0,26	0,19	0,19	
Volume de pores	cm³/g	0,35	0,6	0,37	0,28	0,28	
Surface spécifique	m²/g	290	1000	700	700 - 800	700 - 800	
Diamètre des pores*	Angström	48	24	21	16 - 14	16 - 14	
Capacité de déshydratation (en séchage dynamique kg d'eau/100 kg adsorbant		4 à 7		7 à 9	9 à 14	9 à 14	
Point de rosée eau gaz sec	deg.C	- 73		- 60	< - 100	< - 100	

^{*} Égal à 4 x 10000 x volume de pores/surface spécifique

Propriétés physiques des principaux adsorbants

Adsorbants solides

Tamis moléculaires (zéolites)
Les molécules adsorbées sur les zéolites dépendent de la taille des pores

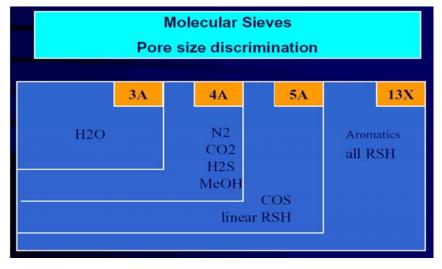
3A : H₂O

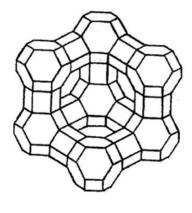
4A : précédent + N2, CO₂, H₂S, MeOH

: précédent + COS, petits RSH 5A 13X : précédent + tous les RSH, aromatiques

Règle du pouce :

- Les molécules polaires et de petite taille sont adsorbées de préférence
- Les molécules non polaires et de grande taille ne sont pas adsorbées



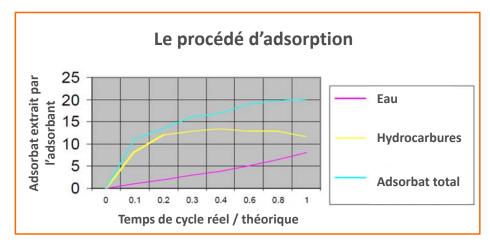


Structure faujacite de la zéolite 13X

Déshydratation du gaz

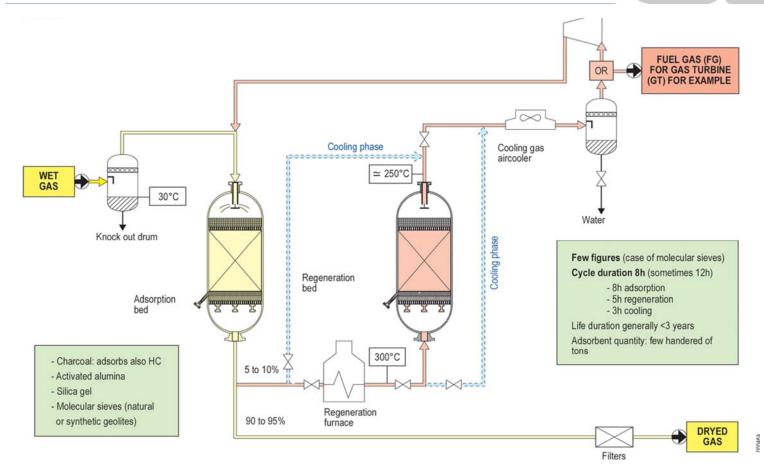
Adsorbants solides - Silicagels

- Permettent d'extraire simultanément l'eau et les HC lourds (C5+)
- Peuvent être compétitifs par rapport aux procédés de réfrigération / turbodétendeur pour la récupération de liquides du gaz naturel à partir de gaz pauvres
- ▶ Pour la récupération des C5+, des cycles d'adsorption bien plus courts, typiquement de 30 à 45 min. sont nécessaires pour éviter le déplacement du C5+ par l'eau adsorbée:
- Capacité d'adsorption globale élevée





Adsorption physique - Mise en œuvre du procédé



Adsorption physique - Mise en œuvre du procédé

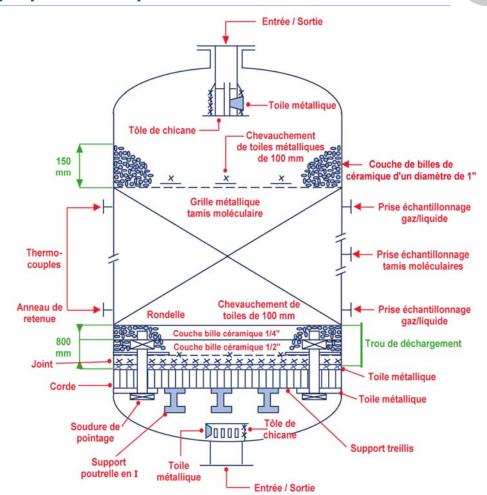


Unité de Port Saïd – Égypte, 2003 (1100 MMSCFD, gaz naturel)

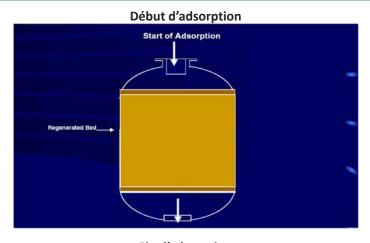
Déshydratation du gaz

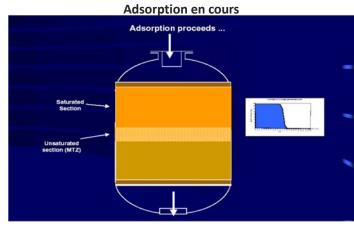


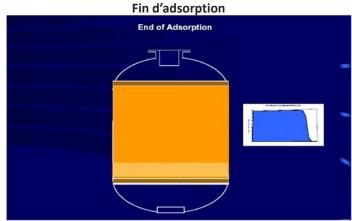
Adsorption physique – Exemple d'adsorbeur

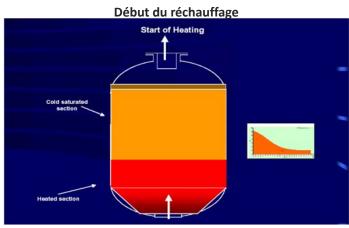


Adsorption physique – Cycles d'adsorption / désorption





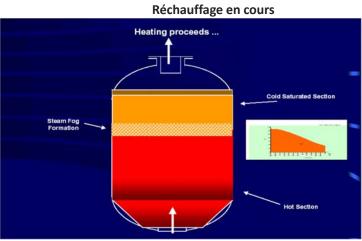


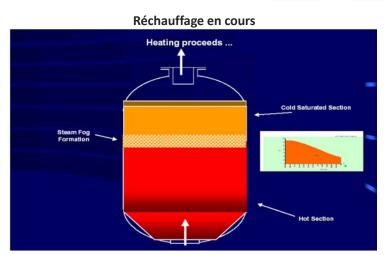


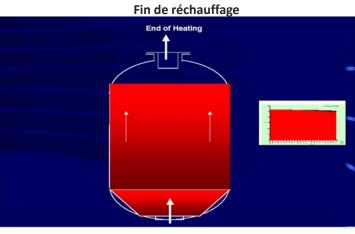
Déshydratation du gaz

IFPTraining

Adsorption physique – Cycles d'adsorption / désorption







IFPTraining

Avantages

- Permet d'obtenir des points de rosée eau extrêmement bas
- Permet une déshydratation et un adoucissement du gaz simultanés (retrait des mercaptans du gaz)
- Permet de sécher des gaz contenant de l'oxygène

Inconvénients

- Coûts d'investissement élevés
- Coûts d'exploitation élevés
- Implantation au sol et poids élevés

IFPTraining

. -

Déshydratation du gaz

Points clés



- La technique la plus communément utilisée pour la déshydratation est l'absorption physique avec du TEG
- La pureté du TEG est déterminante dans l'abaissement du point de rosée eau du gaz sec. Plus la pureté du TEG est élevée plus la teneur en eau du gaz sera basse et donc plus bas sera son point de rosée eau.
- Les améliorations du procédé conventionnel au TEG permettent d'améliorer la pureté du TEG. Les techniquesproincipales sont :
 - Le gaz de strippage
 - Drizo[®]; utilisation d'un strippage au solvant
- Une bonne élimination des goutelettes de liquide et une filtration efficace sont fondamentales pour une bonne performance des unités de déshydratation au TEG et permettent de minimiser les tendances au moussage et les pertes de glycol.
- L'adsoption physique par des dessicants solides est une autre technique de déshydratation des gaz qui permet d'obtenir des gaz extrêmement secs et ayant donc un point de rosée eau très bas.
- L'utilisation d'alumine comme dessicant est plus efficace quand le contenu en eau est élevé et celle des tamis moléculaires quand la teneur en eau est faible.
- La déshydratation et la séparation des LGN à basse température peuvent être couplées dans un procédé appelé IFPEX utilisant le méthanol comme inhibiteur et le régénérant par une distillation azéotropique.



Extraction & fractionnement des LGN



Sommaire

- Raisons de l'extraction des LGN
- ► Extraction des LGN par séparation à basse température (LTS)
 - Réfrigération mécanique externe : boucle cryogénique
 - Détente dans une vanne JOULE-THOMPSON (J-T)
 - Détente dans un turbo-expandeur
- Procédés brevetés d'extraction des LGN
- ► Fractionnement des LGN
- Exemples de procédés

QUE SONT LES LGN?

► Le terme LGN (Liquides de Gaz Naturel) est un terme générique qui s'applique aux liquides récupérés à partir du gaz naturel et des gaz associés et notamment l'éthane et des produits plus lourds (mélange d'éthane, propane, butanes, condensats).

Com	posan	ts				
C1	C2	C3	C4	C5+	Terminologie	Abréviation
✓	\checkmark	\checkmark			Gaz Naturel Liquéfié	GNL
	✓	✓	✓	✓	Liquide de Gaz Naturel	LGN
		✓	✓		Gaz de Pétrole Liquéfié	GPL
				✓	Essence naturelle ou condensat	

Extraction & fractionnement des LGN





Trois raisons d'extraire les LGN du gaz naturel :

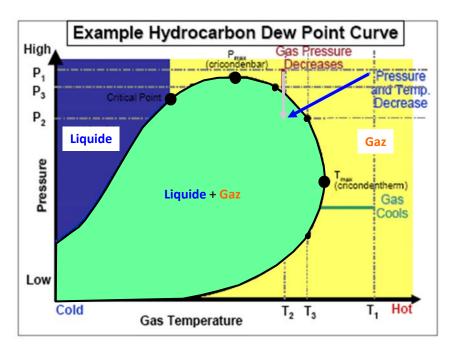
- Pour produire du gaz transportable
- Pour satisfaire aux spécifications du gaz commercial
- Pour récupérer des produits liquides à forte valeur ajoutée



Extraction & fractionnement des LGN

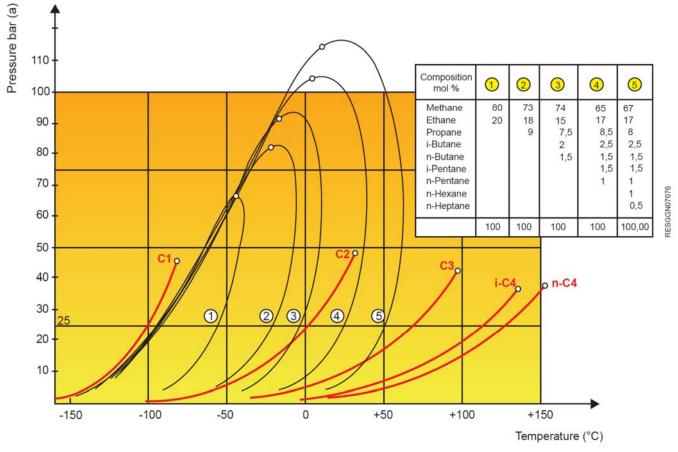
Produire un gaz transportable

Site de production Utilisateurs finaux Sociétés de distribution locales Gaz d'export GAZODUC Clients directement reliés



- Pour prévenir la formation de liquides pendant le transport, il est nécessaire de maintenir le point de rosée hydrocarbures (HC) en dessous des conditions de service du pipeline
- ► Comme les conditions de service du pipeline dépendent des conditions de conception et environnementales, seule l'élimination des hydrocarbures les plus lourds du gaz peut garantir un écoulement monophasique
- L'objectif pratique est l'extraction des LGN pour satisfaire au minimum aux exigences de contrôle du point de rosée

Produire un gaz transportable



Extraction & fractionnement des LGN



Satisfaire aux spécifications du gaz commercial

▶ Pour satisfaire aux spécifications du gaz commercial

- Point de rosée hydrocarbures
- Pouvoir calorifique supérieur (PCS),
- Indice de Wobbe (IW),
- Teneur en soufre (COS et mercaptans)

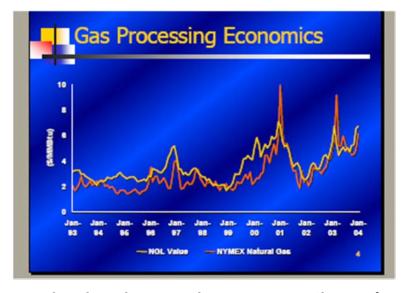
SPECIFICATION	UNITS	
GROSS CALORIFIC VALUE	kJ/m3 (1)	between 38000 and 40500
WOBBE INDEX	kJ/m3 (1)	between 47300 and 52200
H2S CONTENT	ppm.Vol.	< 3.3
TOTAL SULPHUR	ppm Vol. (2)	< 35
OXYGEN CONTENT	mole %	<0.1
CO2 CONTENT	mole %	< 2
WATER DEW POINT		< -17deg.C at 41b
HYDROCARBON DEW POINT		<-2 deg.C at any pressure < 69 l

Récupérer des produits liquides à forte valeur ajoutée

Très souvent, les LGN ont une valeur ajoutée supérieure sous forme liquide

Maximiser la récupération des LGN présente des avantages économiques (le degré d'élimination des liquides peut être limité par le pouvoir calorifique supérieur spécifié pour le gaz commercial, en particulier si des quantités notables de N_2 et/ou de CO_2 sont

présentes)



► Lorsque les LGN ont plus de valeur en phase gazeuse, il peut être souhaitable de les y maintenir, en fonction des exigences en point de rosée HC.

Extraction & fractionnement des LGN

IFPTraining

Où dans la chaîne de traitement du gaz ?

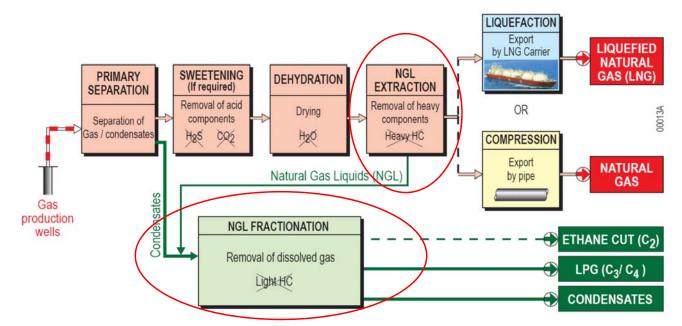


Schéma de principe de procédé d'une unité de traitement de champ de gaz classique

Butane :

Matière première commerciale (carburant) ou de raffinerie

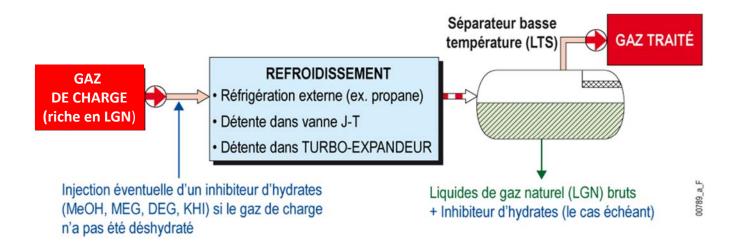
(mélangée avec l'essence)

Essence naturelle :

Matière première de raffinerie ou pétrochimique



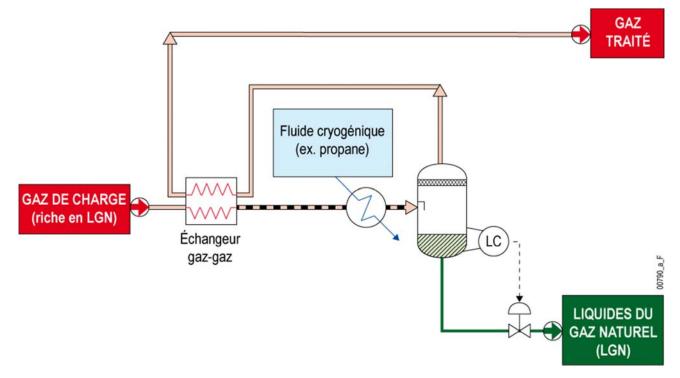
PROCÉDÉ LTS : PRINCIPE



Principe d'extraction des LGN par séparateur basse température (LTS)

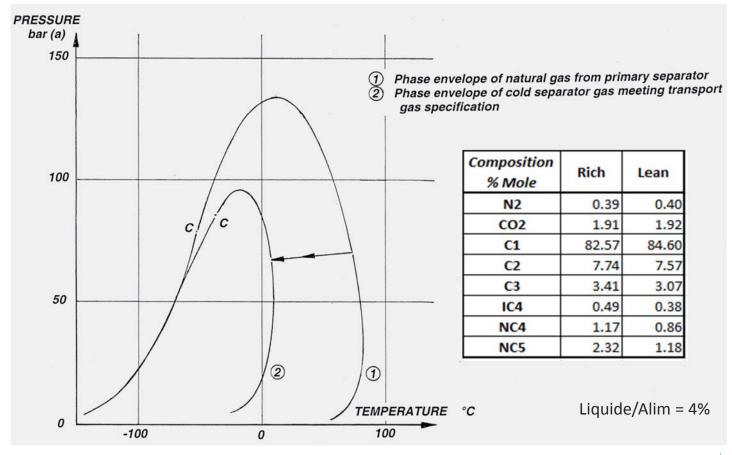


Procédé LTS: réfrigération externe



Principe d'extraction des LGN par réfrigération externe

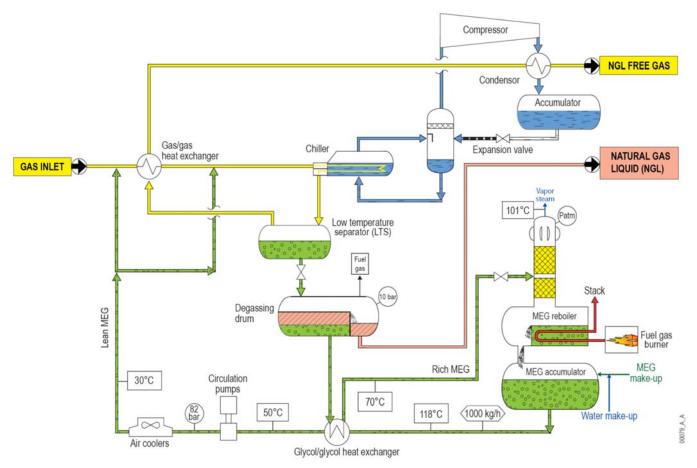
Procédé LTS: réfrigération externe



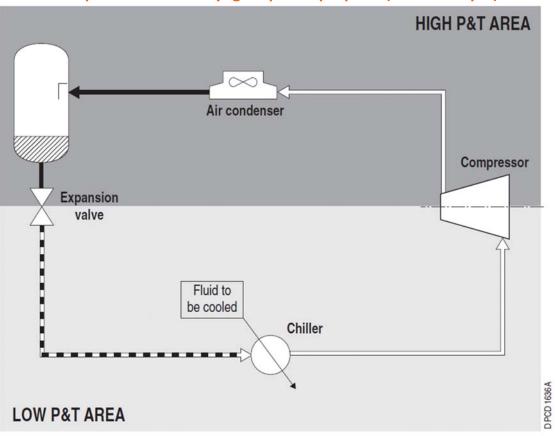
Extraction & fractionnement des LGN

IFPTraining

Procédé LTS: réfrigération externe



Principe de la boucle cryogénique du propane (boucle simple)



Extraction & fractionnement des LGN



Procédé LTS: réfrigération externe

Avantages

- Un bon choix pour un gaz de charge très riche en LGN
- Indépendant des variations de pression du gaz
- Pas de réduction de la pression
- Procédé de déshydratation du gaz non obligatoire (généralement une injection de MeOH, MEG ou DEG suffit)
- Peut être combiné à un autre procédé pour de meilleurs rendements de récupération des LGN

Inconvénients

- Rendement limité de récupération des **LGN**
- Installations d'appoint nécessaires
- Coûts d'investissement et d'exploitation
- Applicable uniquement pour une faible pression de charge (< ~70 bar.a)

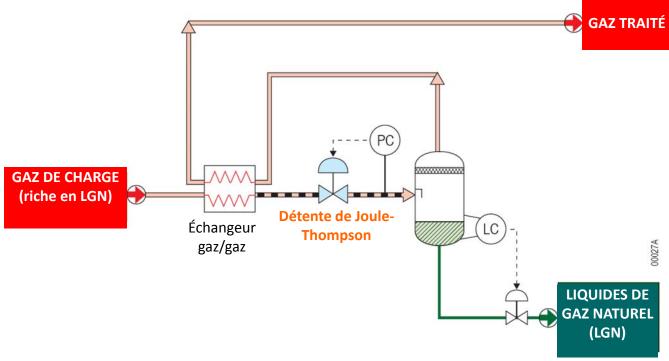
IFPTraining



Procédé LTS: détente dans une vanne de J-T

"Procédé auto-réfrigérant" :

La baisse de température dépend principalement de la baisse de pression : - 0,4 à 0,5 °C / bar (en règle générale)



Principe d'extraction des LGN par détente dans une vanne de Joule-Thompson (J-T)

Extraction & fractionnement des LGN



Procédé LTS: détente dans une vanne J-T

Avantages

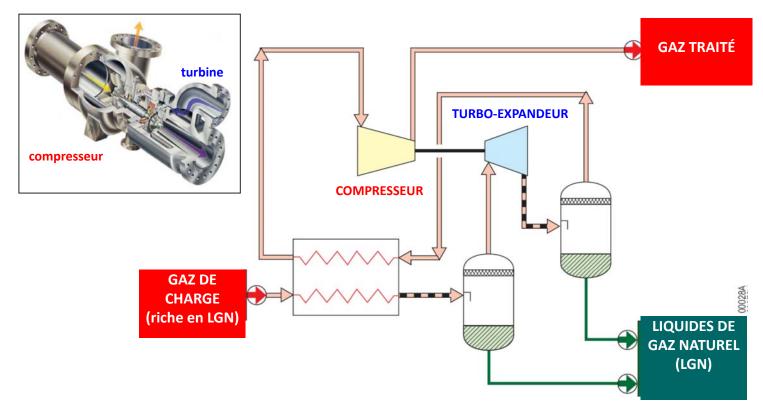
- Procédé simple
- Opération et entretien faciles
- Faibles coûts d'investissement
- Faible sensibilité aux variations du débit de gaz
- Bien adapté lorsque le gaz de tête de puits est produit à très haute pression
- Procédé de déshydratation du gaz non obligatoire (généralement, une injection de MeOH, MEG ou DEG suffit).

▶ Inconvénients

- Faible récupération de liquides
- Récupération des liquides affectée par les variations de pression en amont
- Nécessite une pression amont élevée
- Le gaz traité disponible à basse pression peut nécessiter une recompression

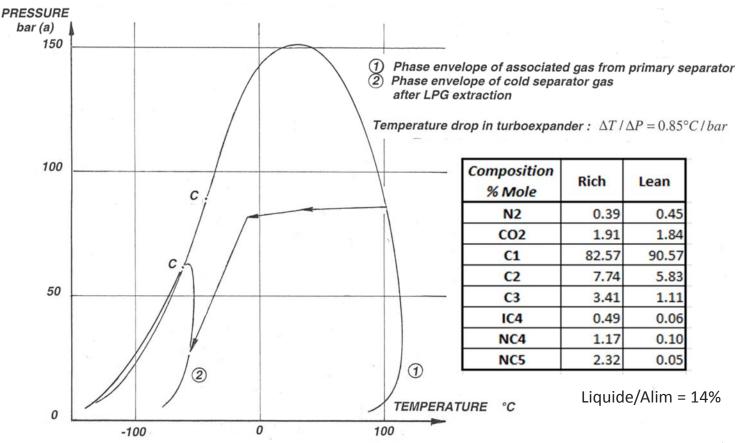


Procédé LTS: détente dans un turbo-expandeur



Principe d'extraction des LGN par détente dans un TURBO-EXPANDEUR

Procédé LTS: détente dans un turbo-expandeur



Extraction & fractionnement des LGN



Procédé LTS: détente dans un turbo-expandeur

Avantages

- Bien adapté à la récupération de l'éthane et à la récupération profonde du GPL
- Le travail de détente est récupéré (compression partielle du gaz résiduaire)
- Bien adapté à la récupération du C2 à partir de gaz léger (faible teneur en LGN dans le gaz de charge)

Inconvénients

- Fortement dépendant de la pression et température du gaz de charge
- Sensible aux variations de qualité du gaz de charge
- Nécessité d'éliminer les contaminants en amont (H2O, CO2, Hg)
- Métallurgie
- Nécessite généralement une compression supplémentaire
- Nécessite parfois une réfrigération externe (pour un gaz riche et une récupération élevée de C2+)

Extraction des LNG: sélection du procédé

Produit Principal	Spécification du produit principal	Hydrocarbures extraits	Procédés possibles
Gaz transportable	Point de rosée Hydrocarbures	Essence naturelle	RefroidissementexterneVanne JT(+ inhibition hydrate)
Gaz Commercial	Point de rosée Hydrocarbures	Essence naturelle + GPLs	-Refroidissement externe - Vanne JT (+ déshydratation ou inhibition hydrate)
Récupération des LGN	Taux de récupération des LGN	Coupe LGN (Essence naturelle +GPLs + C ₂ (optionnel)	Déshydratation + - vanne JT - Turbo expander
GNL	GNL	Essence naturelle + GPLs	Déhydratation + réfrigération externe (cycles en cascade ou réfrigérant mixte)

Extraction & fractionnement des LGN



SOMMAIRE DU COURS

- 1 RAISONS DE L'EXTRACTION DES LGN
- 2 EXTRACTION DES LGN PAR SÉPARATION À BASSE TEMPÉRATURE (LTS)
 - Réfrigération mécanique externe : BOUCLE CRYOGÉNIQUE
 - Détente dans une vanne JOULE-THOMPSON (J-T)
 - Détente dans un TURBO-EXPANDEUR
- 4 PROCÉDÉS BREVETÉS D'EXTRACTION DES LGN
- 5 FRACTIONNEMENT DES LGN
- 6 EXEMPLES DE PROCÉDÉS

PROCÉDÉS BREVETÉS: COMPARAISON

Détendeur	Tout le temps utilisé pour sa simplicité. Peut être couplé à une boucle de réfrigération pour gaz lourds.
Cryomax	Pour les gaz légers ou lourds (avec une boucle de réfrigération si la pression est trop basse)
Costain	Pour les gaz légers ou lourds (avec une boucle de réfrigération si la pression est trop basse)
Ortloff	Pour les gaz légers
ABB Randall	Pour les gaz lourds à basse pression

- Faible efficacité du cycle de réfrigération seul. Peut être avantageux pour un gaz lourd à basse pression.
- Procédé ABB Randall moins compétitif en raison de sa forte consommation d'énergie. Peut être intéressant pour un gaz lourd à basse pression.
- Les procédés Cryomax et Costain sont proches l'un de l'autre en termes de performances et de conception.
- Le procédé Ortloff est efficace pour un gaz léger.

IFPTraining

20

Extraction & fractionnement des LGN

PROCÉDÉS BREVETÉS : LISTE DE CONTRÔLE POUR LA

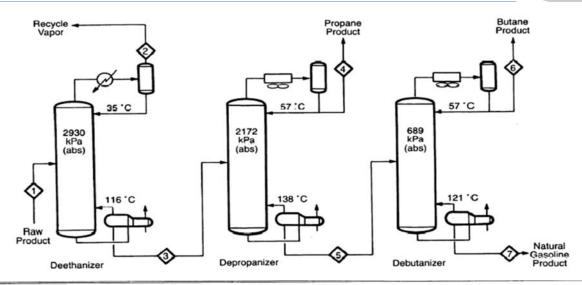
CONCEPTION DES INSTALLATIONS

- ► Composition de la charge, débit, <u>température</u>, pression
- Niveau de récupération souhaité, s'il est déjà déterminé
- Puissance de compression souhaitée et type de compression préféré
- ► Valeur nette de chaque produit pour faire les calculs économiques
- Capacité à traiter des charges de procédé de compositions variables
- ► <u>Pression de refoulement, température, spécification des LGN/GPL</u>
- Pression de refoulement, température, spécification du gaz résiduaire

- Impuretés dans la charge telles que du mercure, du dioxyde de carbone, du sulfure d'hydrogène
- Lieu d'implantation de l'installation, éloignement, température ambiante
- Préférence pour les échangeurs à tubes et calandre ou pour ceux en aluminium brasé
- ► <u>Préférence pour une construction modulaire ou</u> non
- ► Contraintes liées au planning du projet
- ► Adaptabilité au marché (polyvalence)



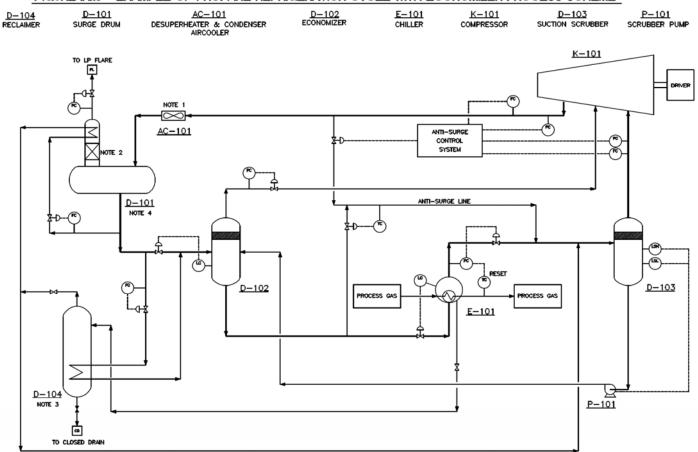
Fractionnement des LGN : schéma classique



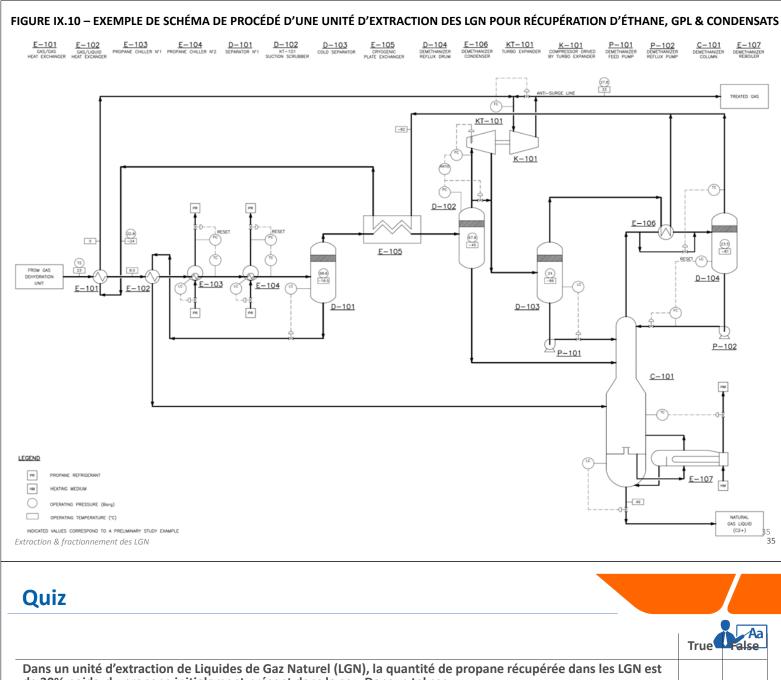
Moles/hr								
	♦	②	⋄	♦	⑤	©	♦	
C ₁	1.5	1.5						
C_2	24.6	22.2	2.4	2.4		- 1		
C ₃	170.3	7.5	162.8	161.9	0.9	0.9		
iC ₄	31.0	-	31.0	0.9	30.1	30.1		
nC4	76.7		76.7		76.7	72.1	4.6	
C5+	76.5		76.5		76.5	0.9	75.6	
Total	380.6	31.2	349.4	165.2	184.2	104.0	80.2	
m ³ /day				156.48		117.95	110.87	



FIGURE IX.13 - EXAMPLE OF PROPANE REFRIGERATION CYCLE WITH ECONOMIZER PROCESS SCHEME



NOTE 1: HEAT EXCHANGER WITH COOLING WATER MAY BE USED INSTEAD OF AIRCOOLER.
NOTE 2: STILL COLUMN IS INSTALLED TO REMOVE INCONDENSABLES FROM COMMERCIAL PROPANE.
NOTE 3: RECLAIMER IS INSTALLED TO REMOVE HIGH BOILING POINT CONTAMINATES FROM COMMERCIAL PROPANE.
NOTE 4: PROPANE SUBCOOLER MAY BE CONSIDERED IN PARTICULAR PLANTS.





COMPTABILITE MATIERE

Principes généraux



COMPTABILITE MATIERE

- **▶** OBJECTIFS DE LA COMPTABILITE MATIERE
- **▶ PRINCIPES ET OUTILS NECESSAIRES**
- **▶ DIFFICULTES RENCONTREES DANS LA REALISATION DES BILANS**
- **▶ PRINCIPAUX TRAITEMENTS REALISES SUR LES SITES PETROLIERS**
- ► NATURE DES FLUIDES ET PRINCIPALES SPECIFICATIONS COMMERCIALES



COMPTABILITE MATIERE – Objectifs

- ► La comptabilité production consiste à utiliser des mesures (débits, volumes corrigés, qualité, ...) dans le but de réconcilier les données production sur toute sa chaine: du « puits au terminal d'exportation »
- ► La comptabilité production vise la déclaration des quantités/volumes produits/vendu/injectés





Connaitre le plus précisément possible la production :

Huile, gaz, GPL, condensat

- Déterminer les quantités de fluide à attribuer
 - Aux champs, aux puits
 - Aux propriétaires des hydrocarbures



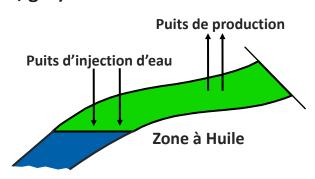
► Calculer des redevances, un partage de production, des allocations, réallocations, des échanges entre périmètres, utilisation sur champs, gaz torché, pénalités,

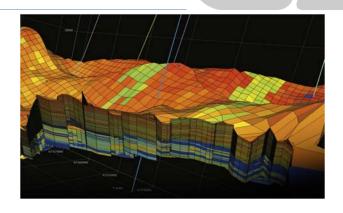


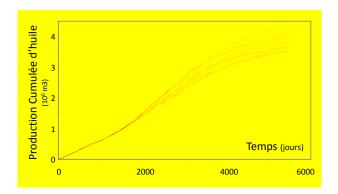
IFPTraining

COMPTABILITE MATIERE – Objectifs

- ► Apporter des informations aux équipes « Réservoir » : réajuster les prévisions de production, améliorer la prédiction des modèles,
- ▶ Détecter au plus vite « un problème de production » : goulot d'étranglement, baisse de productivité, ...
- Suivi des quantités injectées/recyclées (eaux, gaz)











COMPTABILITE MATIERE – Principe et Outils nécessaires

Aux bornes d'un périmètre parfaitement défini:

+ Δ stock si produit liq stocké dans le périmètre

Comptabiliser les sorties
 Périmètre du bilan matière
 Appliquer les règles de comptabilisation

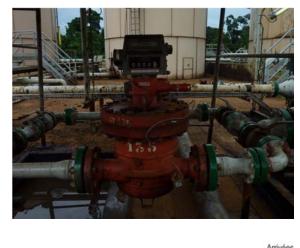
 Règles internes aux compagnies

 Bilan matière validé si :

 Total Entrées = Total Sorties

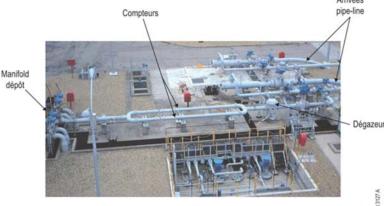
COMPTABILITE MATIERE – Principe et Outils nécessaires

- ► Compteurs pour réaliser la mesure
- ► Environnement spécifique du compteur qui participe à la qualité de la mesure et qui constitue le « système de comptage »
- Capteurs (P,T) analyseurs (Viscosimètre, densimètre, ...) transmetteurs,









IFPTraining

COMPTABILITE MATIERE – Principe et Outils nécessaires

- Système d'échantillonnage pour l'obtention de prélèvements représentatifs
- ► Réservoirs dit « Récipient mesure » dans le cas de mesurage statique
 - Une table de barémage permet de relier la hauteur de produit à un volume



▶ Procédures normalisées pour harmoniser l'ensemble des opérations: mesures, étalonnages, analyses,

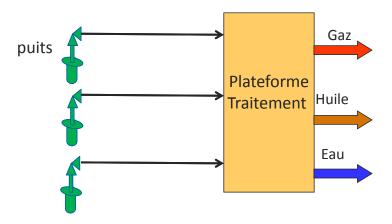
COMPTABILITE MATIERE – Principe et Outils nécessaires

- ▶ Règles de comptabilisation: elles définissent la procédure mis en œuvre pour le traitements des données, elles précisent:
 - La nature du flux prit en compte ex: huile anhydre, gaz sec, ...
 - Les points « entrées » et « sorties » à comptabiliser
 - Les unités de mesure
 - Les conditions P et T dans lesquelles sont exprimés les données « volume »
 - Les règles d'allocation aux puits et/ou aux installations
 - Les quantités volumes soutirées/utilisées aux champs
 - Les quantités cédées ou mélangées
 - ...
- Ces règles sont spécifiques à chaque site de production et répondent à différents types de contraintes
 - Contraintes de production
 - Contraintes légales pour le calcul de redevance



DIFFICULTES
RENCONTREES

▶ Périmètre du bilan : Le périmètre de la zone dans laquelle est mené le bilan doit être parfaitement délimité en surface et en subsurface

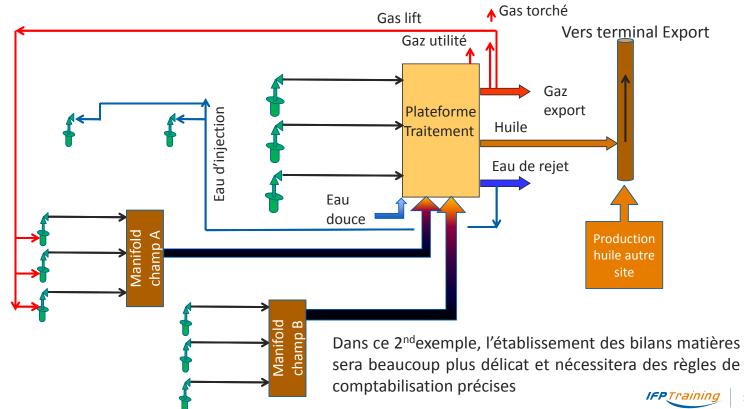


- Dans cet exemple, il sera relativement aisé à partir des mesures «débits sorties produits » de réaliser le bilan matière de la plate forme de traitement.
- Les informations obtenues à partir des « tests de puits » réalisées sur les puits pourront permettre les calculs de réallocation



COMPTABILITE PRODUCTION – Difficultés rencontrées

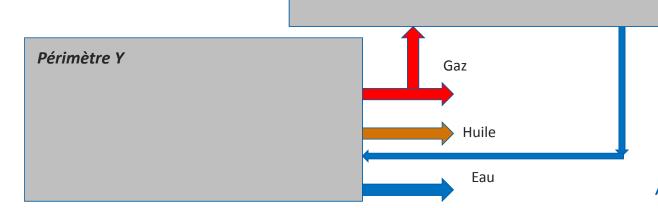
▶ Périmètre du bilan : Le périmètre de la zone dans laquelle est mené le bilan doit être parfaitement délimité en surface et en subsurface



COMPTABILITE PRODUCTION – Difficultés rencontrées

Interactions: Il faut connaître et prendre en compte toutes les interactions pouvant exister entre plusieurs périmètres.

- Dans cet autre exemple, du gaz en provenance du périmètre Y est utilisé sur le périmètre X (gas-lift)
- De l'eau est transférée du périmètre X vers Y (Ex: eau de production pour réinjection)



IFPTraining

15

COMPTABILITE PRODUCTION – Difficultés rencontrées

Natures variées des flux à comptabiliser

- Gaz, liquide (huile, eau), flux multiphasiques....
- La nature du flux dépend du type d'effluent et des traitements réalisés.
- ▶ Les effluents de puits sont constitués généralement de 3 phases
 - Phase gaz
 - Phase huile
 - Phase eau (eau de réservoir généralement salée)
- ▶ Les effluent peuvent également contenir des solides en suspension
 - Sable entrainé par la remontée de l'effluent
 - Produits de corrosion
 - Précipités: paraffines, asphaltènes, ...)
- ▶ Certains effluents peuvent également contenir des quantités variables (quelques ppm à plusieurs dizaines de %) d'H₂S : gaz extrêmement toxique et corrosif pour les installations.

Pression et température au point de mesure

- ► Les mesures peuvent être réalisées dans des conditions « process » sur des fluides non encore complètement traités:
 - Le volume mesuré dans ces conditions P,T sera-t-il le même aux condition de stockage ?
 - Conséquence d'un abaissement de P sur un liquide non stabilisé?
- ▶ Pour ce type de mesure, des corrections sont appliquées
- ▶ Détermination d'un facteur de « contraction » SF (shrinkage Factor).
- **Exemple:**
 - Mesure d'un débit d'huile à la sortie d'un ballon séparateur (ou ballon test) maintenu sous pression
 - Ce liquide ramené aux conditions de stockage dégazage et voit son volume diminuer
 - L'importance de ce phénomène dépend surtout de l'écart de P entre cond mesure et cond stockage et de la composition de l'effluent
- ► SF = Vol. Huile cond. Stock / vol. Huile cond. Mesure



17

COMPTABILITE PRODUCTION – Difficultés rencontrées

Disposer de toutes les informations nécessaires

- Débits entrées, débits sorties:
 - Les compteurs doivent être opérationnels, indispensables sur les lignes exports, ils sont soumis à réglementation
 - Grande difficulté (impossibilité!) de disposer de compteurs sur chaque point d'entrée
- Propriétés, caractéristiques des produits (densité, teneur en eau, ...) :
 - Résultats d'analyses réalisées selon des procédures normalisées à partir d'échantillons qui doivent être représentatifs
 - Certaines de ces informations participent aux corrections de « volume »

Disposer d'informations fiables et précises

- ▶ Toutes les informations collectées n'ont pas le même niveau de précision
 - La précision d'un comptage
 - dépend très souvent du régime d'écoulement
 - peut-être altérée par une modification des caractéristiques du fluide

COMPTABILITE PRODUCTION – Difficultés rencontrées

Unités de mesure

▶ Unités S.I. (Système International)

• Volume: m³, Nm³, Sm³

Masse : tonne, kg

• Débit massique : tonnes/heure

Débit volumique : m³/heure, Nm³/heure, Sm³/heure

Pression : bar, mbar, Pa

Température : °C

Masse volumique : kg/m³

Unités anglo-saxonnes (États-Unis)

Volume: US Barrel, US Gallons, Cubic Feet

• Masse : Pounds, Short tons

Pression : psi

Température : °F

Densité : API

IFPTraining

1

P 20402_a_F_ppt_00 Comptage & allocation partie_1

COMPTABILITE PRODUCTION – Difficultés rencontrées

Expression du débit mesuré :

- ▶ Les débits « Masse » sont invariables
- ▶ Les informations « volume » sont dépendantes de conditions de
 - Pression
 - Température
- Le débit massique est relié au débit volumique par la grandeur masse volumique généralement notée ρ
- Pour s'affranchir des conditions de P et T on utilise des conditions de référence

Conditions ISO: T=15°C P= 1,01325 Bar

Conditions standard US T=60°F P= 14,696 psi a

Conditions normales T=0°C P=1,01325 Bar

▶ NB : Dans le cas du gaz, on traduit également les volume en « Energie »

COMPTABILITE PRODUCTION – Difficultés rencontrées

Confusions entre grandeurs : Masse volumique – Densité – °API (pour liquides)

► Masse volumique à t°C = Masse échantillon

Volume échantillon à t

Rq: V dépend de T

► Densité (ou densité relative)= Masse Mass

Masse volumique huile à t°C

Masse volumique eau à t°C

Densité
$$_{4}^{15} = \frac{\text{Masse volumique huile à 15}^{\circ}\text{C}}{\text{Masse volumique eau à 4}^{\circ}\text{C}}$$

 $Densit\acute{e}_{60}^{60} = \frac{Masse \ volumique huile \ \grave{a}\ 60^{\circ}F}{Masse \ volumique eau \ \grave{a}\ 60^{\circ}F}$

▶ °API (ou densité API) = $\frac{14,5}{Densité_{6060}}$ -131,5

Masse volumique de l'eau à 60°F = 999,012 kg/m³

Masse volumique de l'eau à 4°C = 999,972 kg/m³

EP 20402_a_F_ppt_00 Comptage & allocation partie_1

IFPTraining

NATURES DES FLUIDES ET PRINCIPAUX TRAITEMENTS REALISES

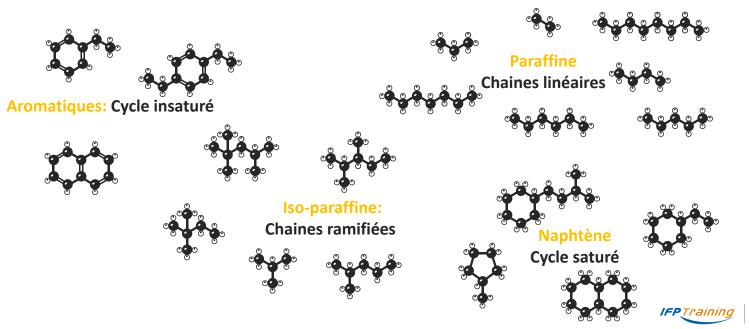
- Les effluents pétroliers contiennent des hydrocarbures notés HC
- Les molécules d'HC sont essentiellement constituées de Carbone C et d'Hydrogène H
- ▶ Les HC sont de bons produits énergétiques
 - Combustibles : GPL, Fioul
 - Carburants: essences, carburéacteurs, gazole
- ▶ Les HC sont également intéressant pour la pétrochimie, ils servent à l'obtention de bases pour la fabrication de polymères (polyéthylène, polystyrène, caoutchouc ...) et d'autres matériaux synthétiques (nylon,).
- Les molécules d'HC sont extrêmement nombreuses.



IFPTraining 23

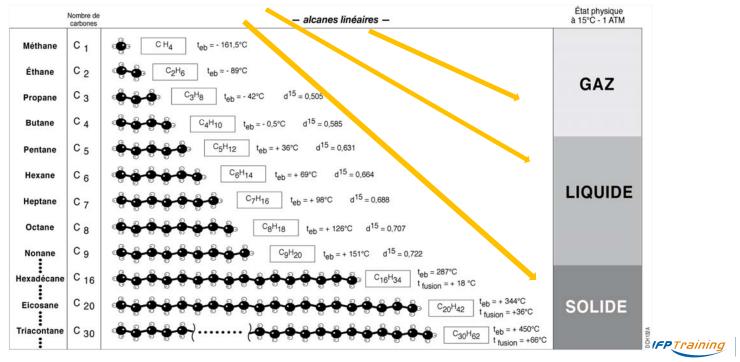
COMPTABILITE PRODUCTION – Nature des fluides

- Les molécules d'HC diffèrent les unes des autres par des :
 - Structures (formes) différentes qui, pour une taille donnée, amènent certains type de comportement (propriétés) ex: les HC linéaires appelé paraffines se « solidifient » facilement en cas de baisse de température
- L'appartenance à l'une des structures de base, permet le classement des HC



COMPTABILITE PRODUCTION – Nature des fluides

- Les molécules d'HC peuvent contenir des nb d'atome de C très différents (de 1 à plus de 50)
- ▶ Au sein d'une même famille d'HC, ce nb de C explique les différences de volatilité de la molécule



COMPTABILITE PRODUCTION – Nature des fluides

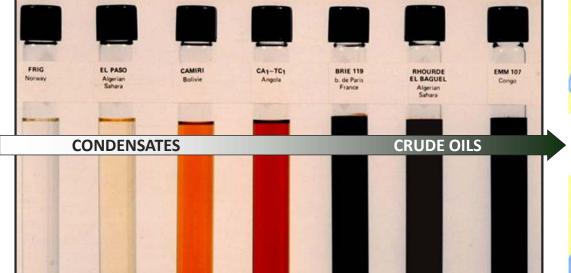
- Comme le précise la précédente diapositive les HC ayant un nb d'atome de Carbone faible (≤ à 4) sont très volatils
- Cette forte volatilité nécessite une Pression élevée (ou une faible T) pour maintenir ces HC à l'état liquide
- L'état liquide d'un fluide par rapport à l'état gazeux
 - Facilitent les opérations de transport et de stockage
 - Minimise, pour une masse commerciale donnée, les quantités « Volume »,
- ► Conserver ces HC volatils au sein des autres HC entrainerait un transport difficile et augmenterait considérablement les risques d'incendie et d'explosion
- ► Ces HC volatils issus de l'effluent pétrolier constituent l'essentiel de la fractions Gaz

- Si une fraction notable d'HC plus lourd (C ≥ 5) est présente (gaz à condensat) elle pourra être récupérée et valorisée en tant que « Condensat »
- Si aucun phénomène de condensation n'est observé lors du traitement du gaz, on parlera de: Gaz sec
- ▶ Dans le cas de gaz à condensat, il est nécessaire de séparer les HC les moins volatils (C3+)
- ▶ Pour des raisons commerciales, il est intéressant de séparer et de récupérer les HC les moins volatils d: C3 et C4
- ▶ Ils constitueront la coupe GPL (Gaz de Pétrole Liquéfiés)
- ▶ Les GPL C3-C4 de part leur moindre volatilité que C1-C2 pourront être aisément conservés à l'état liquide et permettre ainsi une meilleure valorisation en tant que produit énergétique (combustible, carburant)

IFPTraining 27

COMPTABILITE PRODUCTION – Principaux traitements

- La première étape de traitement de l'effluent pétrolier consiste en une séparation de ses différentes phases:
 - Phase hydrocarbure (non miscible à l'eau) Phase gaz Phase aqueuse
- ► La phase HC obtenue va du liquide limpide (condensat) au liquide opaques très visqueux (huile lourde)





COMPTABILITE PRODUCTION – Principaux traitements

Des indicateurs GOR, CCR, WLR, WOR, ... caractérisent les différentes fractions Gaz(G) Huile(O) et Eau(W) Rappels:

Le GOR caractérise les fractions de gaz associé

$$GOR = \frac{G}{O} = \frac{Qv \, standard \, gaz}{Qv \, standard \, huile}$$

Le WOR et le WLR caractérise la fraction eau

$$WOR = \frac{W}{O} = \frac{Vol \, standard \, eau}{Vol \, standard \, huile}$$
 (le BSW peut également caractériser la fraction eau)

$$WLR = \frac{W}{O} = \frac{Vol \ eau \ cond \ actu.}{Vol \ eau + huile \ cond \ actu.}$$

NB: Dans le cas d'un puits à gaz, on utilise le CGR:
$$CGR = \frac{O}{G} = \frac{Qv \ standard \ condensats}{Qv \ standard \ gaz}$$

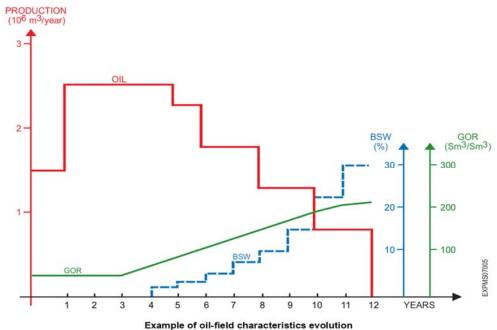
Dans le système SI les volumes sont exprimés en m³. Ces indicateurs sont déterminés lors de tests qui seront présentés ultérieurement

IFPTraining

COMPTABILITE PRODUCTION – Principaux traitements

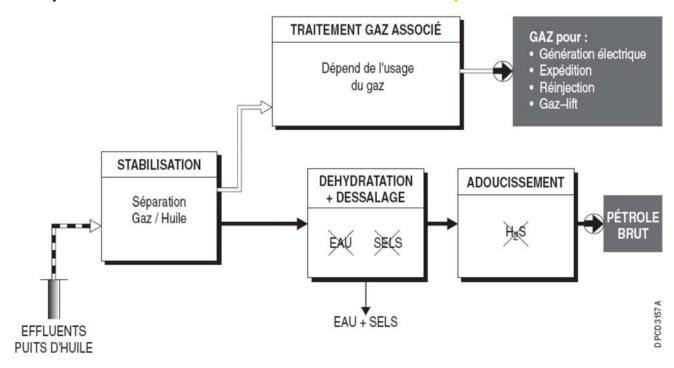
- Les proportions Gaz Huile Eau dépendent:
 - Du types d'effluent : effluent de puits à gaz, de puits à huile, ...
 - De la maturité du champs : dans le temps la production d'eau peut considérablement augmenter





COMPTABILITE PRODUCTION – Difficultés rencontrées

Exemple de schéma block de traitement sur champs d'huile

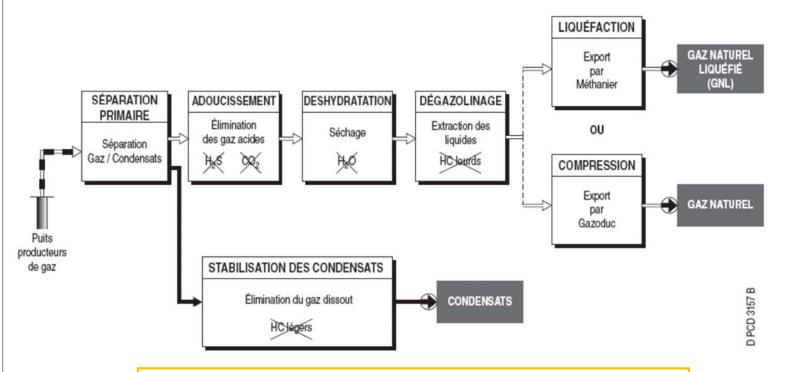


Ces différentes opérations permettent l'export d'un pétrole brut répondant à des spécifications commerciales (chap. suivant)

IFPTraining

COMPTABILITE PRODUCTION – Principaux traitements

Exemple de schéma block de traitement sur champs de gaz



Ces différentes opérations permettent l'export de GNL et de Condensat répondant à des spécifications commerciales (chap. suivant)

IFPTraining

COMPTABILITE PRODUCTION – Principaux traitements

- ► Le gaz naturel comprimé ou liquéfié contient essentiellement le méthane: CH4
- ▶ Les teneurs en HC plus lourds sont décroissantes.
 - Les C3 C4 peuvent être récupérés.
 - C3 C4, facilement « stockable » à l'état liquide, constituent la coupe GPL dont la valorisation est intéressante.
 - La récupération d'HC « lourds », contenu dans une phase gaz nécessite un refroidissement pour provoquer leur condensation
 - La source de refroidissement peut être obtenue par détente (exemple ci contre)

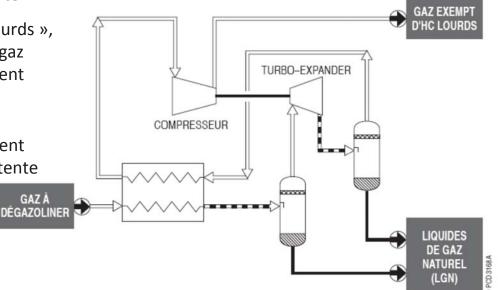


Schéma de principe du dégasolinage d'un gaz par détente dans un Turbo-Expander

PRINCIPALES
SPECIFICATIONS

- ▶ Pétrole Brut (1/3), ses spécifications commerciales permettent de prendre en compte différentes contraintes:
 - Contraintes de transports
 - Contraintes de traitements ultérieurs (raffinage)
 - Contraintes de sécurité
 - ...

▶ Tension de Vapeur (TV) :

- la TV traduit la volatilité du produit, plus elle est élevée plus le produit génère de vapeur inflammable (se sont les vapeur qui s'enflamme et non le liquide)
 il faut donc limiter la TV du brut pour limiter les risques d'inflammabilité
- TVR (RVP) des bruts souvent limitée à 5 12 psi.a (1 bar = 14,5psi) permet de réduire la quantité de gaz dissout dans le brut

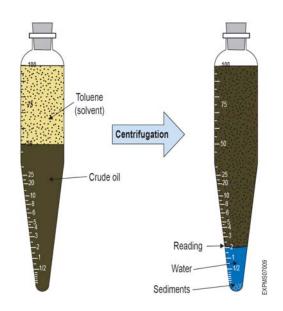




35

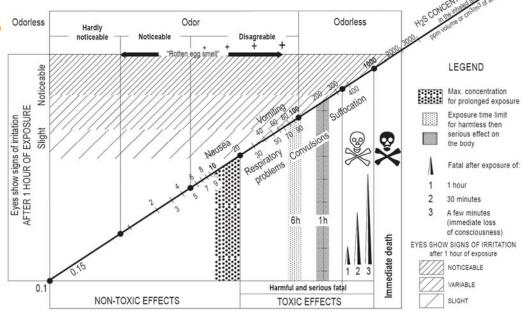
COMPTABILITE PRODUCTION – Principales spécifications

- ▶ Pétrole Brut (2/3):
- ► Teneur en eau: la présence d'eau augmente les coûts de transport et accroit les risques de corrosion des installations
- La teneur en eau est traduite au travers du BSW il faut limiter la valeur du BSW pour répondre à ces contraintes
- ▶ La Teneur en eau (BSW) est souvent limitée à 0,1 – 1% volume liquide



COMPTABILITE PRODUCTION – Principales spécifications

- ▶ Pétrole Brut (3/3)
- ► Teneur en sels, souvent limitée à 40 60 mg/l équivalent NaCl, afin de limiter la Corrosion d'équipements de traitements, de transport, de raffinage
- L'hydrogène sulfuré H₂S est extrêmement TOXIQUE
- H₂S entraine des phénomènes corrosion
- ► Teneur en H₂S souvent limitée à 20-80 ppm masse



IFPTraining

37

COMPTABILITE PRODUCTION – Principales spécifications

- ▶ Gaz export (gaz commercial) 1/2 :
- ▶ Point de rosée
 - Point de rosée eau: il traduit la température au dessous de laquelle l'eau commence à se condenser. NB Cette température dépend de la pression
 - L'eau liquide forme avec le CO₂ (et éventuellement H₂S) des produits corrosifs et limite la capacité de transport des pipelines
 - L'eau liquide rend possible la formation d'hydrates, en général à des pressions > 10 bar et des températures < 25°C
 - Ex de spécification: ≤ -15°C à 70 b (UE)
 - Point de rosés HC: analogue à la spécification précédente, il traduit le risque de condensation des HC les plus lourds
 - Ex de spécification: ≤ -7°C de 1 à 70 b (UE)

COMPTABILITE PRODUCTION – Principales spécifications

- ► Gaz export (gaz commercial) 2/2 :
- ► Pouvoir calorifique supérieur PCS (GHV) : il traduit la quantité d'énergie récupérable après combustion du gaz naturel
- L'index de Wobb prend en compte le PCS, il permet également de s'assurer de l'interchangeabilité du gaz vis-à-vis d'un brûleur $WI = \frac{GHV}{\sqrt{Sp.gr}}$
 - Ex de spécification: 48.5 MJ/Sm3 \leq WI \leq 52.9 MJ/Sm3 pour European Consortium : 47.3 MJ/Sm3 \leq WI \leq 52.2 MJ/Sm3 pour British Gas
- ► La présence éventuelle de CO_{2.} (idem N2) dans le gaz dégradent le PCS
 - Une spécification de teneur max en CO₂ complète le dispositif
 - Ex de spécification : % vol CO2 ≤ 2.5 % Volume pour European Consortium, (≤ à 2% pour British Gas)
- ► Teneur en H₂S: pour les même raisons que pour le pétrole brut (TOXICITE) sa présence est fortement limitée

Ex de spécification 3 à 5ppm - 5 mg/Nm3 (≈ 14.2 mg/Sm3),



ANNEXES

- $M = V \times \rho$ ou $V = M/\rho$
- Dans cette relation, ρ et V doivent correspondre aux mêmes condition de P Temp
- Dans condition SI les unités sont les suivantes:
 - M en kg
 - V en m³
 - ρ en kg/m³

 Par analogie M peut être remplacé par Q_M (débit masse) et V par Q_V (débit volume)

- $Q_M = Q_V \times \rho$ ou $Q_V = Q_M / \rho$
- Dans condition SI les unités sont les suivantes:
 - Q_M en kg/h
 - Q_v en m^{3/} h
 - ρ en kg/m³



41

RELATION MASSE - VOLUME

- **▶** Dans le cas des liquide la relation pratique suivante peut être utilisée:
 - $M = V \times d$ ou V = M/d
 - d représente la densité (aux mêmes condition de P Temp)
 - Dans cette relation,
 - M en t (tonne)
 - V en m³
 - d sans unité
- ▶ Par analogie Q_M (débit masse) et Q_V (débit volume) sont reliés par la relation:
 - $Q_M = Q_V x d$ ou $Q_V = Q_M / d$
 - Dans cette relation:
 - Q_M en t/h
 - Q_v en m^{3/} h
- ▶ Dans les unités anglo-saxonnes le volume de liquide est exprimé en baril (bbl)
 - 1bbl = 159 l ou 1m3 ≈ 6,29 l

Quel est le volume occupé par une tonne de pétrole brut présentant une masse volumique aux mêmes conditions P et T: $\rho = 860 \text{kg/m}^3$?

$$V = M / \rho$$
 $V = 1000 / 860 = 1,163 m3$

▶ Un compteur affiche un volume cumulé (sur 24h) de 160m3. Quel est la masse correspondante (même brut que question précédente)?

$$M = V \times \rho$$
 $M = 160 \times 860 = 137600 \text{ kg soit } 137,6 \text{ t}$

- Quels sont les débits moyens horaires (massique et volumique) correspondants?
 - Exprimer les résultats en m³/h, kg/h, t/h et bbl/j (BPD)

Q vol =
$$160 \times 24 = 6,67 \text{ m}3/\text{h}$$
 soit $160 / 0,159 \approx 1006 \text{ bbl/J}$
Q mass = $137,6 / 24 = 5,73 \text{ t/h}$ soit 5730 kg/h



IMPACT de P et T sur un VOLUME GAZEUX

- ▶ Dans le cas de gaz parfaits (cas des gaz réels proche des cond. Atm) la relation suivante relie le volume aux paramètres P et T
- $V_{cond1} = V_{cond2} \times P_{cond2} / P_{cond1} \times T_{cond1} / T_{cond2}$
 - Le volume occupé est
 - proportionnel à la Température absolue
 - Inversement proportionnel à la Pression absolue
- ▶ Si Cond1 correspond aux conditions « standards » et Cond2 aux conditions « ligne » la relation permet de corriger l'information « compteur » en volume de référence
- Pour les gaz réels, il faut ajouter une correction supplémentaire qui tient compte de la compressibilité Z du gaz
- $V_{cond1} = V_{cond2} \times P_{cond2} / P_{cond1} \times T_{cond1} / T_{cond2} \times Z_{cond1} / Z_{cond2}$
- > Z = coeff. de compressibilité, il est obtenu à partir d'équations d'état, à Patm **Z**≈ 1

IMPACT de P et T sur un VOLUME GAZEUX Applications

Un comptage réalisé sur un export « Gaz » fourni l'information suivante: 100 000 Nm3

Sachant que les conditions (moyennes) dans lesquelles le comptage est effectué sont: P= 70 b abs T= 30°C Z = 0,85

Quel est le volume correspondant aux conditions « ligne »

V cond lig =
$$100\ 000\ x\ 1/70\ x\ (273+30)\ /\ (273+0)\ X\ 0.85/1\ =\ 1347.7\ m3$$

Que vaut ce même débit exprimé en STCF et en CF (cubic foot)

V cond lig =
$$1347,7 \times 35,315 = 47594$$
 cft



15

IMPACT de P et T sur un VOLUME LIQUIDE 1/2

- ▶ Dans le cas des liquides, la variation de volume est beaucoup plus sensible aux variations de Températures contrairement aux gaz qui est plus sensible aux variations de Pression
- ► La correction de volume d'un liquide sous l'effet de la Température est obtenue en appliquant un facteur de correction noté CTL
- $TL = e^{(-\alpha(Tm-Tst)x(1+0.8\alpha(Tm-Tst)))}$
 - α = coef d'expansion thermique
 - Tm = Temp. du liquide aux cond. de mesure
 - Tst = Temp. du liquide aux cond. standard
- ▶ Les valeurs de CTL sont données par les tables de l'ISO 91-1

IMPACT de P et T sur un VOLUME LIQUIDE 2/2

- ► La correction de volume d'un liquide sous l'effet de la Pression est obtenue en appliquant un facteur de correction noté CPL
- ► CPL = 1 / 1-(Pm-Pea).F
 - Pm = Pression relative aux cond. de mesure
 - Pe = Pression relative de vapeur à l'équilibre (Pe = 0 si Pe ≤ Patm) du liquide a la température de mesure
 - F est le facteur de compressibilité (ISO 9770)
- ▶ La correction globale du volume obtenu aux conditions « mesure» est donc:
- V cond.st = V mes x CTL x CPL ou V cond.st = V mes x VCF
 - VCF = CTL x CPL



47

IMPACT de P et T sur un VOLUME LIQUIDE Applications

La

QUIZ (1/2)



1. La « Comptabilité production » ne concerne que l'aspect « Quantité »

- 2. Les informations obtenues dans le cadre des activités « Comptabilité matière » ne concernent que le département «Production »?
- 3. Les procédures mise en œuvre pour l'obtention des données sont des procédures normalisées?
- 4. Les compteurs sont tous polyvalents: capables de mesurer aussi bien un effluent gazeux qu'un effluent liquide (voir mixte) ?
- 5. Pour un type d'effluent donné, les compteurs ont tous la même précision de mesure ?
- 6. La déplétion d'un réservoir s'accompagne généralement d'une augmentation du WC
- 7. La déplétion d'un réservoir s'accompagne généralement d'une augmentation du GOR

RC - 10214 - G - SE MAN - MI16 - Ver 1.0



QUIZ (2/2)



8. Les condensats

- ☐ Sont obtenus à partir de « puits à gaz »
- Sont systématiquement réinjectés dans une production de pétrole brut dont ils améliore la qualité
- ☐ Sont constitués d'HC légers (essentiellement C5 à C10)

9. La spécification de point de rosé « eau » sur le gaz commercial

- Limite le risque de formation d'hydrate
- ☐ Limite les risques de corrosion
- Améliore son pouvoir calorifique

10. La spécification de Tension de Vapeur max sur le pétrole brut:

- ☐ Limite le risque incendie (explosion)
- ☐ Limite les risques de figeage

RETENIR L'ESSENTIEL

- ▶ La comptabilité production utilise des mesures (débits, volumes, qualité,..) afin de permettre la déclaration des quantités /volumes produits / vendu /injectés
- La comptabilité matière met en œuvre des règles de comptabilisation
- Deux types de mesurage mis en œuvre:
 - Mesurage dynamique: un compteur placé dans un environnement spécifique joue un rôle prépondérant pour l'obtention des informations
 - Mesurage statique: nécessité de disposer d'un réservoir « barèmé ».
- ▶ Pour permettre la comptabilité production, nécessité de connaître parfaitement:
 - Le périmètre (et ses interactions éventuelles) au borne duquel s'effectue les bilans
 - Le(s) type(s) de fluide pour adapter les méthodes de mesure
 - Les paramètres pouvant altérer la qualité des mesures
 - Les niveaux de précisions des mesures récoltées





ACTIVITE DE MESURES



MESURES DES QUANTITES: Sommaire

- **▶ CONTRAINTES ET TECHNIQUES UTILISEES**
- **▶ MESURAGE DYNAMIQUES: LES COMPTEURS**
- **▶ MESURAGE STATIQUE: LE JAUGEAGE DE RESERVOIR**
- **▶ MESURES PHYSICO-CHIMIQUE NECESSAIRES: ECHANTILLONNAGE**



COMPTAGE: Contraintes

- L'activité de comptage est indispensable au domaine de la production pétrolière
- ► Le comptage est une activité de mesure de quantité
 - La mesure peut être réalisée grâce à un un compteur: Mesurage dynamique
 - La mesure peut se faire sur un réservoir de stockage: Mesurage statique
- ► La mesure peut concerner une caractéristique physico chimique
- ► A partir de ces mesures, plusieurs calculs sont effectués:
 - Passage d'un débit volume à un débit masse
 - Correction d'un volume à T°C à un volume Standard
 - Calcul de répartition de la production,
 -
- ▶ Pour satisfaire ces activités de mesure, différents compteurs sont mis en œuvre

- ► Le choix d'une technologie par rapport à une autre dépend de nombreux paramètres:
 - Nature du fluides mesuré: selon que la mesure se fasse sur un liquide, un gaz, un mélange diphasique,, certains compteurs seront plus appropriés que d'autres.
 - Conditions opératoires: Pression, température, risque de changement d'état, ...
 - Niveau de précision recherchée: certaines technologies pas assez précis pour une application particulière pourront être écartées
 - Contraintes d'environnement: pour garantir la mesure chaque compteur doit être installé dans un environnement spécifique (longueur droite, filtration en amont ,....)
 - Contraintes de maintenance et de suivi : tous les compteurs doivent être suivi pour garantir les valeurs mesurées
 - Contraintes économiques : en règle générale, plus en compteur est précis plus sont coût est important



7

COMPTAGE: Contraintes

- ▶ Pour encadrer l'activité de comptage, différents organismes sont impliqués:
 - Organismes de réglementation
 - Organismes de Normalisation,
 - Ministères
 - Douanes
 - Compagnie nationale
- Plusieurs acteurs sont amenés à coopérer
 - Associés (dans un contrat d'association)
 - Acheteurs Vendeurs
 - Opérateurs de pipelines
 - Transporteurs maritime
 - Entreprise tierce (audit de comptage)
 - Banques

L'activité du comptage à plusieurs objectifs

- Calcul de la propriété des effluents: allocation, transfert,...
- Calcul de revenus: vente, taxes, redevances,...
- Monitoring et suivi du réservoir
- Potentiel et comptage des puits: producteur, et injecteurs (eaux, gaz)
- Conduite des installations

▶ Deux grands types de comptage existent:

- Comptage « technique » : qui ne répond pas à des exigences formelles ou légales
- Comptage fiscal: transaction, allocation,.... Soumis à
 - la réglementation locale, internationnale,
 - aux clauses contractuelles,
 - aux exigences de politique de la compagnies,



COMPTAGE: Contraintes

Comptage technique et comptage fiscal n'ont pas les mêmes exigences en terme de précision

Comptage technique

- Mesures réservoir et puits: 5 à 10%
- Production champ: 1 à 5%

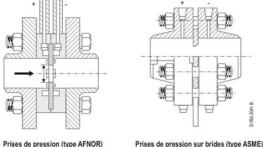
Comptage Fiscal

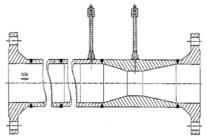
- Allocation fiscale 0,25 à 1%
- Comptage transactionnel: 0,15 à 1%



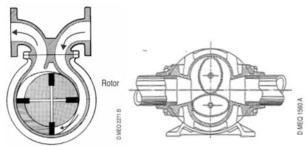
MESURAGE DYNAMIQUE

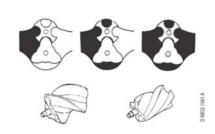
- ▶ Différentes techniques de comptage sont utilisées
 - Mesure d'une différence de pression : diaphragme, orifice, plaque, venturi, V-cones





• Mesure volumétrique: compteur à palette, à roues ovales, birotors, ...

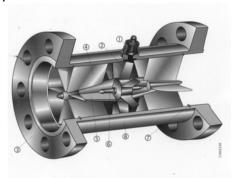




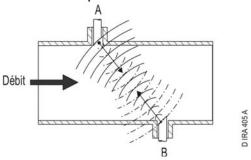
MESURAGE DYNAMIQUE

▶ Différentes techniques de comptage sont utilisées

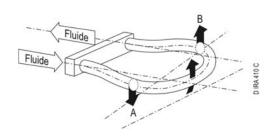
Compteurs « Turbine »



Compteurs « Ultrasons »



Compteurs « Massique » à effet Coriolis

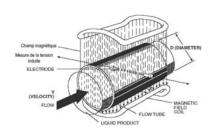


Compteurs « Effet Vortex »



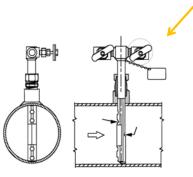
MESURAGE DYNAMIQUE

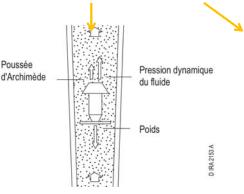
- ▶ Différentes techniques de comptage sont utilisées
 - Compteurs électromagnétiques pour fluides conducteurs (eaux)





Autres compteurs : Tubes de Pitot, rotamètres, débitmètres thermiques







- ▶ Plus récemment, des compteurs multiphasiques MPFM (Multi Phase Flow Meter) se sont développés
- ▶ Ils permettent, simultanément, l'accès à plusieurs informations:
 - Débit de gaz
 - Débit d'huile
 - Débit d'eau
- Ces informations permettent la détermination de différents ratios comme:
 - Le WLR (Water Liquid Ratio)
 - Le GLR (Gas Liquid Ratio)





13

MESURAGE DYNAMIQUE

- Quelque soit le type de compteur utilisé, l'environnement de ce compteur doit être adapté
 - Pour protéger le compteur: filtre , limiteur de débit
 - Pour éviter des perturbation: longueur droite en Amont (et éventuellement en aval)
 - Pour éviter des changement d'état (vaporisation, condensation) : système de contre pression
 - Pour la vérification, la maintenance du comptage: boucle étalon sur compteur export,...
- ▶ Cet environnement forme « l' ensemble de mesurage », il est spécifique à chaque type de compteur et au type de comptage
- ► Toutes les informations utiles sont disponibles aux travers de document normalisés auxquels se réfèrent les acteurs du comptage

Un compteur doit respecter des spécifications « constructeur » en particulier:

Précision ou exactitude:

- indicateur clé pour décrire la performance et la qualité des mesure erreur,
- La précision définit la proximité entre les valeurs mesurées ou calculées et la réalité
- 1% de précision sur un volume de 100 000bbl correspond à une possibilité d'erreur de 1000bbl
- incertitude

Linéarité

- La linéarité est un critère déterminant l'aptitude d'un système à avoir une réponse proche d'une droite.
- Dérive

Etendue de mesure:

Valeur absolue de la différence entre les valeurs extrêmes pouvant être prises par la grandeur à mesurer, pour lesquelles les indications d'un capteur, obtenues à l'intérieur du domaine nominal d'emploi en une seule mesure, ne doivent pas être entachées d'une erreur supérieure à l'erreur maximale tolérée.



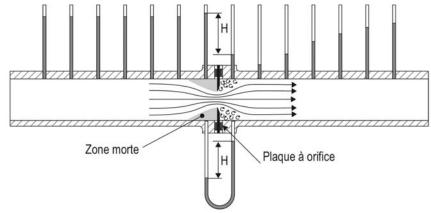
IFPTraining

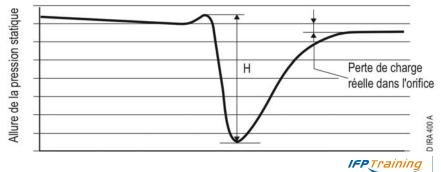
COMPTEURS: Mesure déprimogène

 Une réduction de la section de passage accélère l'écoulement du fluide qui crée une chute de pression

- La pression différentielle ΔP observée est fonction
 - De l'écoulement
 - Des propriétés du fluides
 - De la contraction des veines d'écoulement

NB: Une longueur droites en amont de l'orifice doivent être respectées (ISO 5167)





$$Q_{m} = \frac{C}{\sqrt{1 - \beta^{4}}} \times \varepsilon \frac{\pi}{4} \times d^{2} \times \sqrt{2 \times \Delta P \times \rho}$$

- C = Coefficient de décharge
- β = rapport des 2 diamètres d/D
- ε = Coefficient de compressibilité (ε≈ 1 pour les liquides)
- ρ = Masse volumique aux condition de mesure
- ► Le type d'écoulement spécifié (Nb de Reynolds) doit être respecté
- L'incertitude globale pour le débit « masse » est ≈ 1% (voir 0,7%)
 - Acceptable pour le comptage technique pour les liquides et le gaz
 - Uniquement acceptable pour le gaz en comptage transactionnel

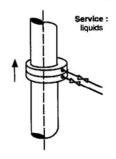


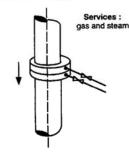
1

COMPTEURS: Mesure déprimogène

 Certains montages, permettent un changement aisée de l'orifice: possibilité d'élargir la plage de mesure

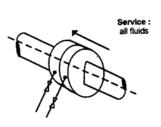


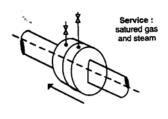












COMPTEURS: Mesure déprimogène

Avantages

- Simplicité et robustesse
- Calcul des débits selon les normes
- Dynamique de mesure: 10:1 avec transmetteurs HR & LR (100:1)
- Étalonnage simple (delta p)
- Tolérance à entraînements de liquide ou de gaz
- Faible sensibilité à la viscosité
- Coût peu élevé

Points faibles

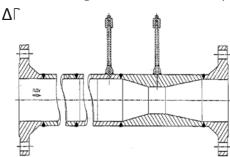
- Débit moyen faible : dynamique 3:1 avec un transmetteur de dP de dynamique 10:1
- Précision : 0,7 % à 2 %
- Longueurs droites nécessaires
- Chute et perte de pression importantes (orifices) – Risques de condensation, ...
- Sensibilité aux pulsations et aux perturbations
- Connaissance de la masse volumique du fluide nécessaire pour la précision
- Changement de diaphragme implique arrêt dépressurisation/écoulement
- Partie interne sensible à l'érosion

19

COMPTEURS: Mesure déprimogène

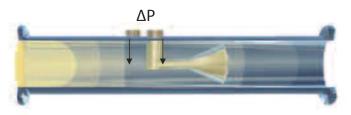
Venturi et V-cone utilisent des principes de mesures similaires

Le venturi génère une faible perte de charge (coeff de décharge ≈ 0,995) et faible



Le V-cone reste un capteur « fragile »: peu répandu





▶ Le venturi reste une réponse possible aux applications « gaz humide »

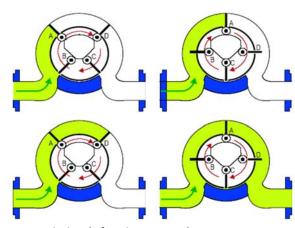
COMPTEURS VOLUMETRIQUES (à déplacement positif)

- ► Le principe de fonctionnement des compteurs volumétriques est basé sur
 - le transfert (ou déplacement) de volumes de fluide fixes
 - de la connexion d'entrée à la connexion de sortie
- ▶ La quantité de fluide, correspond au nombre de volumes piégés "ou déplacés" au travers du compteur

Qv = N/K







Principe de fonctionnement des compteurs volumétriques

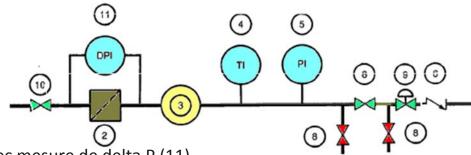




FPTraining

COMPTEURS VOLUMETRIQUES (à déplacement positif)

Le compteur volumétrique nécessite un environnement adapté



- Filtres (2) avec mesure de delta P (11)
- Dégazeur en cas de présence de gaz (2)
- Compteur volumétrique (3)

- Vanne de contrôle (9) et d'isolation (8)
- Capteur de P et T (4) (5) pour les mesures de correction

Applications

- Comptage des fluides propres sans sable ni particules solides
- Comptage des fluides à propriétés variables (viscosité)
- Comptage de haute précision et de fluides à viscosité élevée
- Départs champ (allocation, comptage transactionnel) si pas d'autre solution (bcp de points faibles)

Avantages

- Dynamique élevée 20:1
- Précision élevée : linéarité max. 0,15 %
- Adaptés à viscosité élevée (> 100 cSt)
- Pas de longueurs droites nécessaires
- Pas d'alimentation électrique

Points faibles

- Limités aux fluides propres (pour la plupart des technologies)
 - sensibles à l'abrasion/au blocage
 - filtration obligatoire
- Pièces mobiles/maintenance
- Intrusivité
- Perte de charge importante risque de cavitation
- Sur-comptage en présence de gaz
- Fuite interne à bas débit Mal adaptés aux forts débits (risque de casse)
- Taille & poids

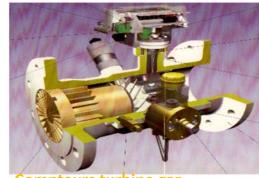


23

COMPTEURS TURBINE

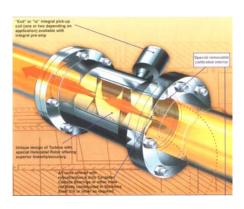
- ▶ La vitesse de rotation du rotor varie de manière linéaire avec la vitesse du fluide et donc le débit
- ▶ Le nombre N de pulses produits pendant un certain intervalle de temps donne le volume et le débit : Qv = N / K
 - N : nombre de pulsations
 - K: K facteur de la turbine en pulses/m³
- ► La rotation est détectée et mesurée par effets magnétiques (pulse)
- Chaque débitmètre turbine a un K facteur nominal KO déterminé en usine





COMPTEURS TURBINE

- Il existe plusieurs types de rotors
 - Rotors a pales plates
 - Rotor à pales hélicoidales







► Type hélicoïdale bien adapté aux fluides visqueux



25

COMPTEURS TURBINE

- ▶ Longueurs droites indispensables ou/et conditionneur d'écoulement en amont
 - 20D sans conditionneur d'écoulement
 - 10D avec conditionneur d'écoulement
- ▶ Bonne fixation des tuyauteries amont et aval afin de protéger la turbine des contraintes mécanique
- ► Le liquide mesuré devra être exempt de solides et de gaz ; pour s'en assurer, utiliser des équipements optionnels (filtre, dégazeur)
- Maintenir une contre-pression Pb minimale pour éviter les risques de cavitation (déchargement de capacité, refoulement de pompe, etc.)

 $Pb > 2 \Delta P + 1,25 Pv$

P_{back} contre-pression

ΔP perte de charge compteur à débit maxi (+ conditionneur d'écoulement)

P_v pression de vapeur à température maxi

- Dynamique de mesure: 10:1
- Précision élevée: jusqu'à 0,15%
- Faible perte de charge
- Compteur à pales hélicoïdales pour fluides visqueux

Points faibles

- Filtration obligatoire
- Turbines à pales plate sensibles à la viscosité
- Pièces mobiles/maintenance
- Intrusivité
- Sensibilité au profil d'écoulement
- Sensibilité aux dépôts
- ▶ Application : Départs champs, comptage allocation, fiscal & transactionnel



COMPTEURS MASSIQUES A EFFET CORIOLIS

- Les forces de Coriolis s'opposent à la mise en vibration du tube de mesure
- ► Les forces réactives sont proportionnelles au débit massique
- ► Il se crée un couple de torsion dans le tube, la torsion θ étant mesurée
- **Débit massique Qm = K x** θ



Exemple d'installation de débitmètres massiques à effet Coriolis (Documentation Rosemount)

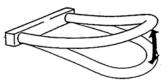


Figure 1 : Tube de mesure vibrant

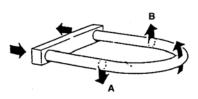
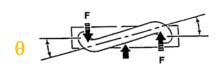
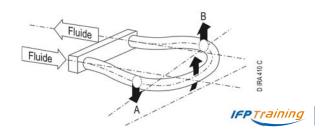


Figure 2 A-B : Forces réactives exercées par le fluide





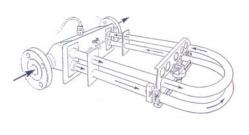
COMPTEURS MASSIQUES A EFFET CORIOLIS

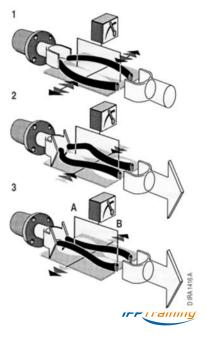
- ► La température est mesurée pour compenser les coefficients de dilatation, d'élasticité, ... du tube
- La fréquence de résonnance permet également la mesure de la masse volumique ρ aux conditions actuelles



Afin de limiter la perte de charge, beaucoup de fabricant évoluent vers la technologie de mono tubes droits







29

COMPTEURS MASSIQUES A EFFET CORIOLIS

- Le compteur massique permet la mesure de : Qm, ρ
- ▶ Des calculs peuvent y être associés

Débit volumétrique

Ratio eau/liquide

Eau

Volume d'huile net (anhydre)

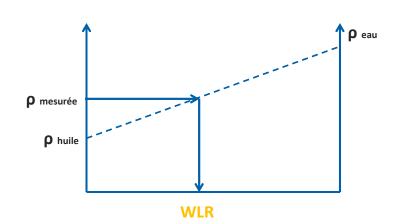
 $Qv = Qm/\rho$

WLR (Water Liquid Ratio)

Qw = WLR * Qv/100

 $Q_{huile} = (100 - WLR) * Qv/100$

Le calcul du WLR nécessite de connaitre ρ huile et ρ eau mélangée au brut)



NB: les valeurs ρ eau et ρ huile doivent être aux cond. mesure

 Les applications pour le débitmètre massiques sont nombreuses, son installation dépend du type de fluide

Fluid being measured	Preferred orientation
Liquids	Tubes down Horizontal pipeline
Gases	Tubes up Horizontal pipeline
Slurries	Flag mount Vertical pipeline Self-draining
	Flow
	IFP Trainin

COMPTEURS MASSIQUES A EFFET CORIOLIS

Avantages

- Dynamique : 20:1
- Bonne précision : jusqu'à 0,1 %
- Non intrusifs
- Pas de pièces internes mobiles
- Pas de sections droites obligatoires
- Deux mesures avec un seul système (Qm, ρ)
- Plusieurs informations (Qm, Qv, ρ, WLR)

▶ Points faibles

- Perte de charge
- Sensibles aux dépôts et au dégazage
- Quelques contraintes d'installation : sensibilité aux vibrations
- Taille & poids

► Applications pour liquide

- Séparateur de test
- Mesures Procédé
- Départs champ
- Comptage transactionnel
- Allocation

Application pour GPL

► Application gaz

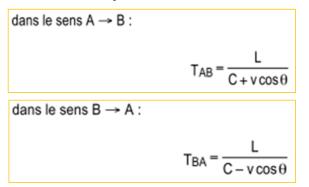
Séparateurs de test

COMPTEURS ULTRASONS

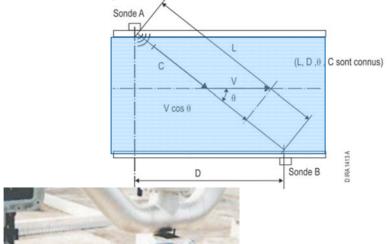
▶ Il s'agit de mesurer le temps de propagation, entre 2 sondes, d'ultrasons produits par un quartz

La différence des temps de parcours aller retour permet le calcul de la

vitesse moyenne du fluide



$$v_{m} = \frac{L}{2 \times \cos(\varphi)} \times \left(\frac{1}{t_{ab}} - \frac{1}{t_{ba}}\right)$$



Mesure par refléxion

IFPTraining

33

COMPTEURS ULTRASONS

- ▶ La fréquence des ondes acoustiques utilisées dépend de la nature du fluide
 - Liquides : f > Mhz
 - Gaz : kHz < f < Mhz
- Version Mono ou multivoies (plus performants)
- ▶ Version « clamp on » possible

Version "clamp on" pour liquides



Systèmes 4 trajets pour gaz



- Forte dynamique
- Grande précision
- Mesure des faibles débits
- Passage intégral : non intrusif
- Pas de perte de charge = 0
- Bidirectionnels
- Pas de pièces mobiles

Points faibles

- Systèmes à temps de transit adapté aux fluides propres
- Nouvelle technologie
- Longueurs droites obligatoires
- Sensibilité potentielle au bruit (vannes, ...)
- Coût

Applications :

- Comptage huile anhydre (peu ou pas d'eau)
- Comptage gaz transactionnel (alternative aux mesures par ΔP)
- Comptage gaz de torche: faible intrusivité et grande dynamique de mesure



35

COMPTEURS A EFFET VORTEX



- Un obstacle situé dans un écoulement liquide ou gaz, produit des tourbillons (vortex) à une certaine vitesse ou nombre de Reynolds
- ► La fréquence de détachement de ces tourbillons est proportionnelle à la vitesse moyenne de l'écoulement
- Non adaptés aux fluides visqueux (pétrole brut)
 (visco > 5 cSt) et aux vitesses faibles

- Débit mesuré Dans un 1^{er} tps aux conditions de ligne (conditions réelles)
- Précision donnée par fabricants
 - Liquides
- 0,5 %
- Gaz
- 1 %
- Répétabilité
 - Liquides
- 0,2 %
- Gaz
- 0,3 %
- ▶ Dynamique 20:1
- Domaine linéaire
 - 20 000 < Re > 7 000 000 pour les petits diamètres
- ▶ Pas de mesure (pas d'effet vortex) pour Re < 5 000.
- ▶ Une vitesse minimum est requise, si le débit baisse trop, la mesure tombe à 0



37

COMPTEURS A EFFET VORTEX

Contraintes d'installation:

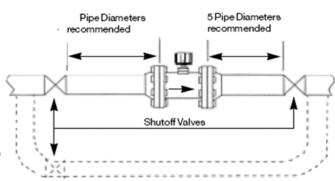
- Pour les liquides, contre pression minimale minimale pour éviter une vaporisation
- Longueurs droites minimales pour limiter les perturbations "classiques"
 - 10 D avec redresseurs d'écoulement
 - 20 D sans redresseurs d'écoulement
- Fixation des conduites amont & aval
- Élimination de tout élément créant des perturbations

Comptage technique à précision moyenne

- Gaz & vapeur
- Liquides à faible viscosité comme l'eau & les condensats légers (< 5 cSt) et Re > 5000

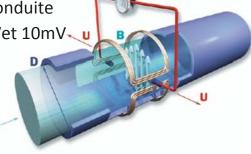
Applications

- Gaz d'injection
- Gas-lift
- Mesurage du gaz sur séparateurs de production
- Mesurage du gaz sur séparateurs de test



COMPTEURS ELECTROMAGNETIQUE

- Dans un compteur électromagnétique, on mesure la tension électrique U induite par le fluide, obligatoirement conducteur de l'électricité, qui se déplace à la vitesse V dans le champ magnétique B
- ▶ U = B.D.V
- Qv = S.V
 - B: induction magnétique
 - D : distance entre électrodes
 - S : section transversale de la conduite
 - Tension U comprise entre 1mVet 10mV u
- Non applicable pour le comptage des HC
- Uniquement pour les fluides tels que l'eau (conducteur)



Principe de mesure d'un débitmètre électromagnétique



Vue extérieure d'un débitmètre électromagnétique (Documentation KROHNE)



39

COMPTEURS ELECTROMAGNETIQUE

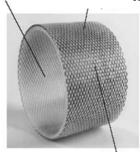
► Revêtement isolant interne en Téflon ou en céramique: risque d'infiltration et de décollage (limitation en P et en T)

Revêtement en

Teflon-PFA

 L'installation doit être faite de manière à ce que le compteurs soient en charge dans le liquide sans air et sans gaz

 Eviter toutes les interférences: l'électrodes mesure une tension électrique très faible ≤ 1mV (mise à la terre indispensable) Renforcement grâce à un grillage en acier inoxydable, utilisable à température élevée



Pas de passage d'électrode supplémentaires nécessaires

Avantages

- Bien adaptés à l'eau
- Bonne précision < 1 %
- Dynamique débits élevée 20:1
- Non intrusifs
- Pas de pièces mobiles
- Pas de perte de charge

Inconvénients

- Uniquement pour milieux conducteurs
- Pas appropriés aux hydrocarbures
- Possibilité d'endommagement du revêtement interne
- Mise à la terre obligatoire
- Pas recommandés pour pression & température élevées (eau injection)

Applications

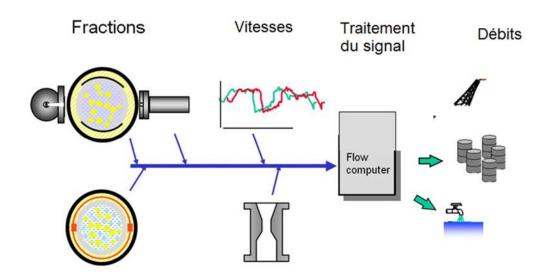
• Comptage technique pour la production d'eau et l'injection d'eau dans les puits (si revêtement interne adapté)



41

COMPTEURS MULTIPHASIQUE MPFM

- Système permettant la mesure des débits huile, eau et gaz d'un écoulement polyphasique
- ▶ Les MPFM utilisent simultanément plusieurs principes de mesure
- ► Chaque principe de mesure fourni des « signaux » dont le traitement permet la détermination des différents débits



COMPTEURS MULTIPHASIQUE MPFM

- Les différents techniques utilisées par les MPFM permettent des mesure de
 - Gammamétrie très sensible à la fraction gaz de l'écoulement
 - D'absorption IR sensible à la nature des flux
 - Propriétés électriques sensibles à la présence d'eau
 - De pression différentielles dépendantes
 - De vitesse liées aux débit
- Chaque MPFM associe 2 à 3 de ces principes de mesure



COMPTEURS MULTIPHASIQUE MPFM

- ▶ Chaque principe de mesure mis en œuvre dans le MPFM envoie un (des) signal au computer
- ▶ Un traitement adapté des ces informations est primordiale pour l'obtention des bonnes valeurs de débit

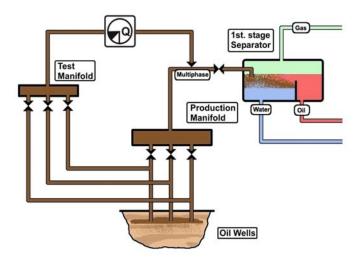
Le MPFM doit donc

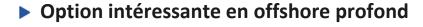
- Fonctionner dans la plage de débit et surtout de GLR pour lequel il a été choisi
- Être correctement renseigné : configurer le MPFM les bonnes propriétés fluide, nécessaires au traitement des données
 - Masse volumique huile à T et P
 - Masse volumique eau à T et P
 - Masse volumique gaz à T et P
 - Conductivité de l'eau (du réservoir)

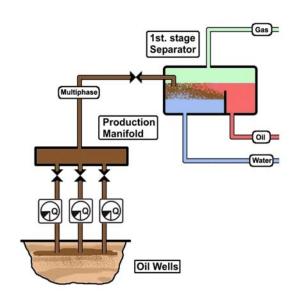
Venturi

arrangement

- ► Etant donné la mesure d'écoulement polyphasique, l'utilisation des MPFM ne concerne pas le comptable fiscal et transactionnel
- ▶ Seuls des applications « techniques » sont concernées comme le « comptage test » en remplacement du séparateur d test « traditionnel »









45

COMPTEURS MULTIPHASIQUE MPFM

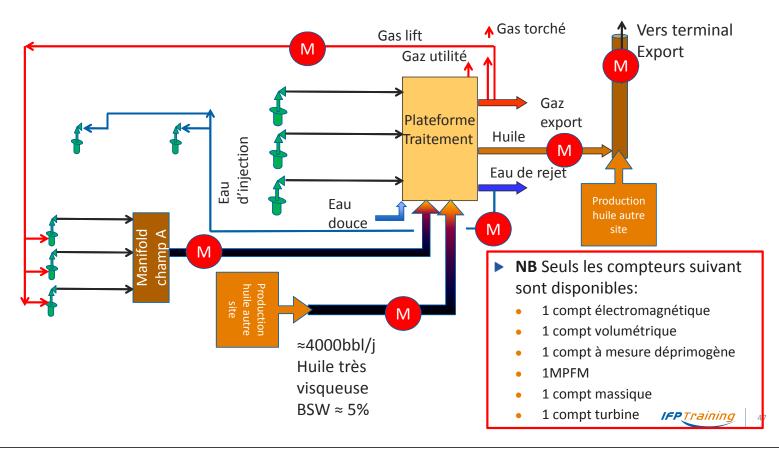
Avantages

- Alternative plus économique au ballon de test
- Permet d'augmenter la fréquence des tests, voir de suivre un puits en continu
- Réduction de l'incertitude de mesure par rapport au système conventionnel: ballon test muni de plusieurs compteurs
- Fiabilité

▶ Points faibles

- Nécessite une bonne connaissance du matériel de la part des exploitant
- Sensible à l'évolution des propriétés physiques des différentes phases
- Vérification régulière fortement recommandée

► Par rapport aux points de mesure , proposer le compteur le plus adapté:





- Ce type de comptage est également appelé « mesurage statique »
- ▶ Pour être mis en œuvre in nécessite de disposer de réservoir « barémé »
- ► La table de barèmage du réservoir permettra d'obtenir le volume de liquide contenu dans le réservoir à partir de sa hauteur





▶ Capacités des bacs:

- La capacité nominale du réservoir correspond au volume théorique du bac
- Pour de raisons pratiques, on utilise souvent le volume au mètre.
- Un bac de capacité nominale de 29.450 m³ et un hauteur de 15m à un volume au mètre de:

1963,3 m³/m

- Pour des raisons de sécurité, il est nécessaire de respecter une hauteur maximale de produit dans les capacités de stockage : 90 à 96% de la hauteur du réservoir.
- ► La mesure des volumes stockés fait appel à la technique de jaugeage qui met généralement en œuvre :
 - Des jauges manuelles
 - Des jauges à indicateurs
 - Des télé-jauges
 - Des sondes à rayon gamma ou des dispositifs à hyperfréquence

- La Précision des mesures de volumes est liée à :
 - La prise en compte de(s) températures
 - La mesure de la masse volumique
- ▶ Le brut peut-être stocké dans des bacs à toits fixes à toits flottants

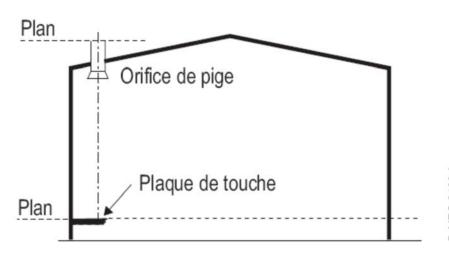




- ► Le toit flottant présente de nombreux avantages
 - Réduction des risques d'incendie
 - Réduction des pertes par évaporation
 - Diminution de la pollution atmosphérique



- ► Toit flottant ou toit fixe, la mesure de niveau nécessite 2 plans de référence matérialisés par:
 - Le bord supérieur de l'orifice de pige
 - La plaque de touche



D MEQ 2180 A

- Sous l'influence de la charge du liquide, la robe subit une déformation appelée « gonflement »
- ▶ Cette déformation a 2 effets néfastes sur la précision des mesures de niveaux
- Pour garantir la stabilité de ces
 2 plans de référence, il est indispensable de respecter des règles strictes de construction

 Abaissement du plan

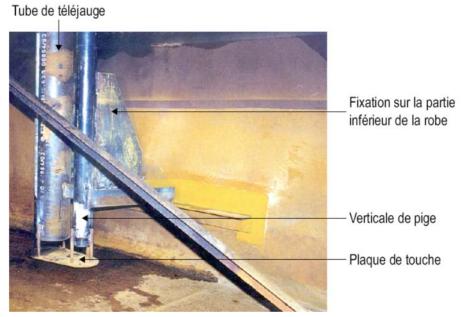
IFPTraining

Oscillation de la plaque de touche

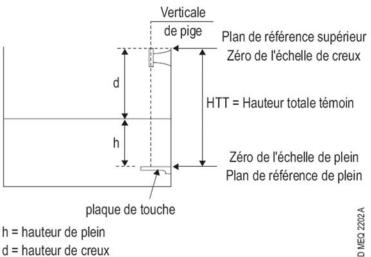
Augmentation de volume

Exemple de contrainte de construction

▶ Pour les bacs à toit flottants et bacs à toit fixe dont l'augmentation de volume due au gonflement est supérieure à 5/10.000, l'orifice de pige est prolongé jusqu'à la plaque de touche par une tubulure appelée verticale de pige qui est fixée sur la partie inférieure de la robe



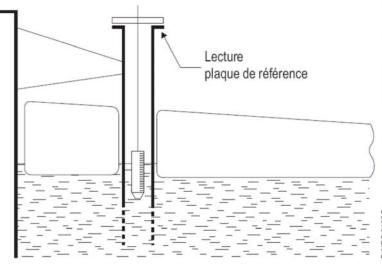
- ▶ Pour réaliser la mesure, un ruban métallique (décamètre) gradué en mm lesté d'une sonde en bronze est descendu par un orifice ou jauge
- ▶ Que la mesure soit effectuée « par le plein (h) » ou « par le creux (d) », il faut que le bac soit au repos (sans coulage ni brassage)







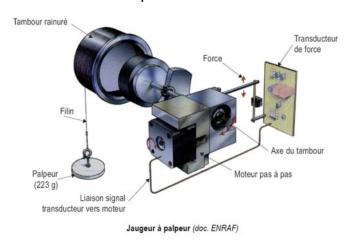
- ► Le jaugeage des bacs à toit flottant s'effectue en général par «le creux» à travers le tube de gauge qui débouche au niveau de la passerelle supérieure.
- ► Cette mesure s'accompagne obligatoirement d'une erreur due à la hauteur de liquide déplacée par le poids du toit.
- ▶ Pour une reconnaissance précise du volume, une correction s'impose

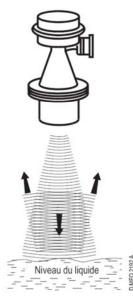


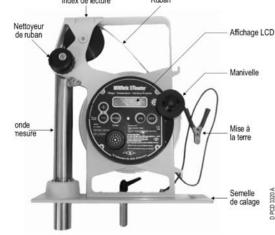


électroniques.

- ▶ De jauge à indicateur
- De mesures automatiques
 - Détection par palpeur
 - Détection capacitive
 - Détection par radar





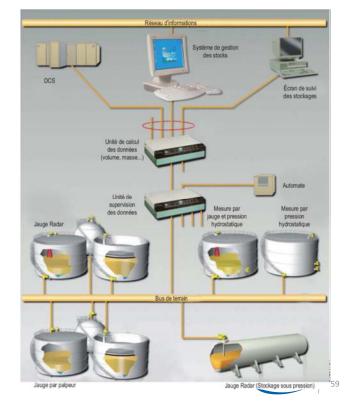


Sonde tri-fonctions portative (Doc. ENRAF)

IFPTraining

- ▶ Les téléjauges permettent un jaugeage continu avec retransmission en salle de contrôle
- Pour être utiliser dans des transactions commerciales ou fiscales le jaugeur doit être agréé par des organismes officiels
 - Modèle approuvé
 - Installation conforme
 - Etalonnage régulier
- ▶ La précision de certains jaugeurs peut atteindre 1mm
- ▶ Dans tous les cas les hauteurs de produits pourront être converties en volume à T°C grâce à la table de barèmage
- ▶ Tout les réservoirs de stockage ne sont pas « récipient mesure » c'est-à-dire que pour ces derniers la conversion en volume n'est qu'une estimation
- ▶ Le volume à T°C est ensuite corrigé en vol à 15°C comme dans le cas du mesurage dynamique (par compteur)

- ▶ Des fournisseurs de téléjauges commercialisent des système de gestion des bacs de stockage, les informations suivantes sont connues en continue:
 - Numéros des bacs
 - Niveau produit, niveau eau
 - Alarmes de niveau haute et basse
 - Température (mono point ou moyenne)
 - Volume brut et net à la temp. et à 15°C
 - Débit de soutirage ou d'emplissage
 - Indicateur de fuite éventuelle
 - Masse commerciale
 - Etc





ECHANTILLONNAGE

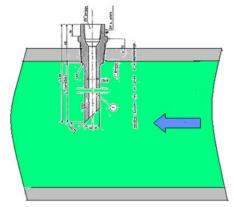
- L'activité de comptage nécessite d'autres mesures : densité (MV) BSW,...
- ▶ La plupart de ces mesure sont réalisée sur des échantillons qui doivent, impérativement, être représentatif
- L'opération d'échantillonnage doit donc être menée de façon rigoureuse, pour la représentativité des essais de contrôle de qualité des mesure.
- Exemples de précautions
 - Eau dispersée de manière homogène
 - Bon mélange
 - vitesse > valeur fonction de la configuration du pipeline
 - installation des points d'échantillonnage après pompes, coudes, réductions, ...
 - Sonde de prélèvement située au milieu de la conduite
 - Échantillonnage isocinétique: v sonde = v conduite
 - Ligne d'échantillonnage calculée pour éviter le dépôt de paraffines
 - Échantillonnage sous pression pour conserver les fractions légères et éviter l'évaporation



61

ECHANTILLONNAGE

- ▶ Pour une bonne représentativité en fonction du temps, plusieurs échantillons ponctuels sont à prélever
- ▶ Cet échantillon peut être collecté sur le pipe lors du transfert du produit
 - Échantillonnage manuel "spot": ISO 3170



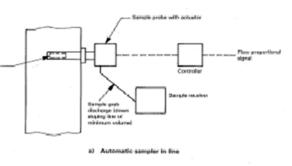
Échantillonnage manuel "spot"

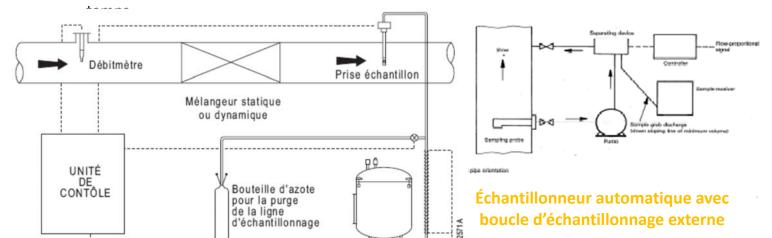
- Un échantillonneur automatique peut être rendu obligatoire.
 - Aval de banc de comptage de chargement tanker sont à prélever
 - Échantillonnage automatique continu proportionnel à l'écoulement ou au temps:
 ISO 3171

ECHANTILLONNAGE

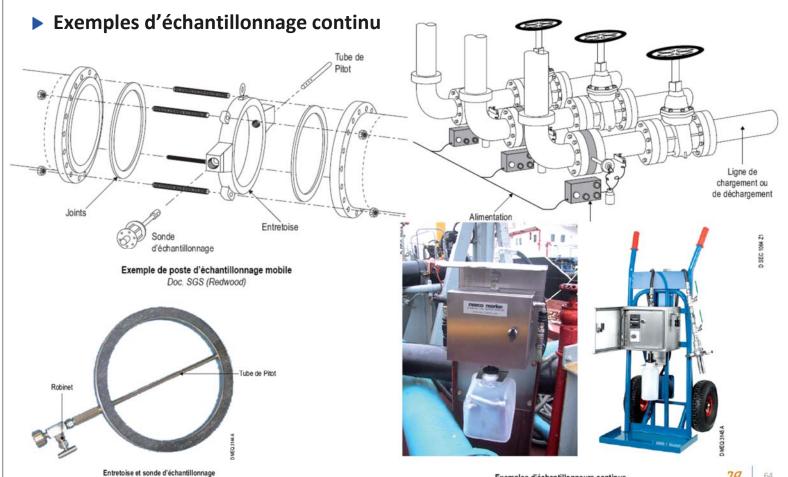
► Échantillonnage pour transfert transactionnel

- 10 000 échantillons instantanés (1 c³ ou 1,5 c³) par chargement de tanker
- 1 échantillon instantané
 - Tous les x barils (20 à 100) proportionnellement aux quantités et au débit pour échantillonnage sur
 - Toutes les x secondes proportionnellement au





ECHANTILLONNAGE



IFPTraining

ECHANTILLONNAGE

- L'échantillonnage peut également être réalisé sur le réservoir de stockage
- ▶ Pour la représentativité de l'échantillon prélevé: 3 prélèvements sont effectués à 3 niveaux différents
 - Haut: milieu du 1/3 supérieur
 - Milieu
 - Bas: milieu du 1/3 inférieur



Prise d'échantillon fixe (possible si réservoir plein)





CE

MESURE DE TEMPERATURE

- ▶ Toute mesure de volume V doit, pour être significative, être accompagnée d'une mesure de température T
- ▶ Cette information est indispensable pour corriger les volumes obtenus aux conditions « actuelles » (T_{actu}) et obtenir le volume correspondant aux conditions à de référence (T_{ref})
- ▶ Une mesure ponctuelle de la température peut être insuffisante, privilégier:
 - la prise en compte d'une température moyenne (lors d'un chargement par exemple)
 - Plusieurs relevés de T dans le cas d'un réservoir de stockage (haut milieu bas)

▶ La mesure peut être obtenue

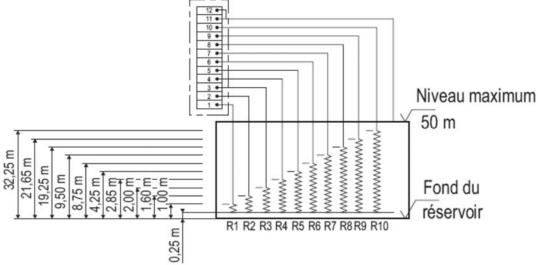
- Manuellement par un thermomètre à dilatation de liquide ou grâce à une sonde portative électronique
- Automatiquement par une thermo-résistance





Exemple de sonde multi point pour réservoir de stockage

- La sonde de température moyenne à résistance multiple comprend plusieurs sondes à résistance individuelles, logées dans une gaine commune
- Ces résistances sont de longueurs différentes mais de résistance identique, à la même température
- La température moyenne s'obtient en sélectionnant par le télé jaugeur la sonde la plus longue totalement immergée dans le liquide



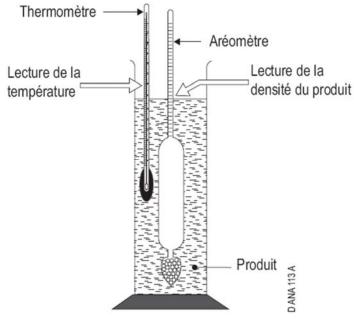
IFPTraining

MESURE DE MASSE VOLUMIQUE

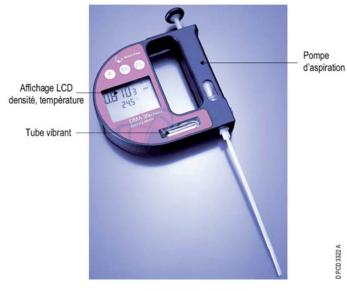
La masse volumique ρ permet la transformation d'un volume en masse

Elle peut être obtenue

- par la méthode de l'aréomètre ou
- grâce à des densimètre à tube vibrants



Méthode de l'aréomètre (densimètre)



Densimètre portable Paar

Densimètres à tubes vibrants

MESURE DE MASSE VOLUMIQUE

- Pour être « utilisable », ρ est accompagnée d'une valeur de Température T
- ► Les cond. de T « mesure » (labo) sont différentes des cond. T « process » elles mêmes différéntes des cond. de T « référence »
- Des tables (ASTM 52, 53A, 54B) permettent la conversion de ρ observée à T°C

TEMP. Ç	810.0	812.0	814.0	816.0 CORR	818.0 RESPONDING	820.0 DENSITY		824.0 C	826.0	828.0	830.0	C ASTM 5
19.50	813.3	815.3	817.3	819.3	821.3	823.3	825.3	827.3	829.2	831.2	833.2	19.50
19.75 20.00	813.5 813.7	815.5 815.7	817.5 817.7	819.5 819.7	821.5 821.7	823.5	825.4	827.4	829.4	831.4	833.4	19.75
20.25	813.9	815.9	817.8	819.8	821.8	823.6 823.8	825.6 825.8	827.6 827.8	1829.6 829.8	831.6 831.8	833.6 833.8	20.00 20.25
20.50	814.1	816.0	818.0	820.0	822.0	824.0	826.0	828.0	830.0	832.0	833.9	20.50
20.75	814.2	816.2	818.2	820.2	822.2	824.2	826.2	828.2	830.1	832.1	834.1	20.75
21.00	814.4	816.4	818.4	820.4	822.4	824.4	826.4	828.3	830.3	832.3	834.3	21.00
21.25	814.6	816.6	818.6	820.6	822.6	824.5	826.5	828.5	830.5	832.5	834.5	21.25
21.50	814.8	816.8	818.8	820.8	822.7	824.7	826.7	828.7	830.7	832.7	834.7	21.50
21.75	815.0	817.0	818.9	820.9	822.9	824.9	826.9	828.9	830.9	832.9	834.8	21.75
22.00	815.2	817.1	819.1	821.1	823.1	825.1	827.1	829.1	831.1	833.0	835.0	22.00
22.25	815.3	817.3	819.3	821.3	823.3	825.3	827.3	829.2	831.2	833.2	835.2	22.25
22.50	815.5	817.5	819.5	821.5	823.5	825.4	827.4	829.4	831.4	833.4	835.4	22.50
22.75	815.7	817.7	819.7	821.7	823.6	825.6	827.6	829.6	831.6	833.6	835.6	22.75
23.00	815.9	817.9	819.9	821.8	823.8	825.8	827.8	829.8	831.8	833.8	835.7	23.00

MESURE DE MASSE VOLUMIQUE Applications

- ► Sur une période de 12h, une compteur massique placé sur un export huile stabilisée et déshydratée à donné les information suivante:
 - Masse cumulée : 1350 kgTemp moy observée: 22°C
 - Masse volumique (cond mesure): 827 kg/m³
- ► En utilisant l'extrait du tableau ASTM 53A (diapositive précédente), quel a été le débit volumique moyen exprimé en :
 - m³/h cond mesure
 - m³/h cond de référence



QUIZ (1/2)

- Aa
- 1. Le compteur électromagnétique est adapté à tout types de fluides
- 2. Le compteur à orifice nécessite comme les autres compteurs d'une boucle d'étalonnage ?
- 3. Les compteurs volumétriques sont bien adaptés à la mesure de débits liquides en sortie de « ballon test » ?
- 4. Le compteur massique à effet Coriolis peut également déterminer la masse volumique du fluide qui le traverse ?
- 5. Le compteur ultrason possède une très grande dynamique de mesure Il est capable de mesurer des faibles débits
- 6. Un compteur multiphasique MPFM utilise de façon simultanée plusieurs principes de mesure
- 7. Un compteur multiphasique MPFM est un comptage de grande précision, adapté à de très larges fractions HUILE/EAU/GAZ



QUIZ



Le choix d'une technologie de comptage dépend de nombreux paramètres comme:

- La nature du fluide mesuré
- Le niveau de précision recherché
- Des conditions de pression et de température au point de mesure
- Les contraintes économiques
- La capacité de production (importance des débit) du site concerné

9. Les exigences en terme de précision sont plus importantes dans le cas

- Du comptage fiscal (transactions commerciales, allocations,...)
- Du comptage technique (process, test de puits,)

10. Un environnement non adapté au compteur (longueur droite, filtre, dégazeur, ...en amont)

- Impact la qualité de ses mesures
- Entraine systématiquement une minoration des quantités/volumes mesurés.
 IFP_Training

RC - 10214 - G - SE MAN - MI16 - Ver 1.0



QUIZ

10. En quoi le perte de charge subit par un liquide pétrolier au passage dans compteur peut-elle poser problème?

11. Comment peut-on éviter ce problème?

- 12. La présence d'une longueur droite suffisante, en amont du point de mesure d'un comptage transactionnel, est indispensable dans le cas du :
 - Comptage par orifice déprimogène
 - Comptage volumétrique (à déplacement positif)
 - Comptage turbine
 - Comptage massique à effet Coriolis
 - Comptage à ultrason





BILANS LIQUIDES – BILAN GAZ



BILANS LIQUIDES ET BILAN GAZ

- Principes généraux
- **▶** Sources des informations nécessaires
- **▶** Bilan HUILE
- **▶** Bilan GAZ

PRINCIPES GENERAUX

- Sur chaque périmètre de production pétrolière des bilans journaliers sont réalisés pour permettre avant tout le suivi de la production
- ▶ A partir de ces bilans journaliers, il sera possible de réaliser des bilans mensuels indispensables aux calculs d'allocation, de redevances, de partage de production,
- Des bilans annuels seront également édités, ils sont indispensables à la constitution des bilans financiers des sociétés
- Les bilans mensuels et annuels sont réalisés sur un ensemble de périmètres (secteur, région,)
- Les bilans de production sont également très utiles aux équipes « Réservoirpuits »
 - Comparaisons « Prévision production » et « production enregistrée »
 - Mise à jour de données dans pour affiner les simulations obtenues (Prosper)
 - Anticiper au mieux les interventions puits nécessaires



PRINCIPES GENERAUX

- ▶ Des règles de comptabilisation sont indispensable à la comptabilité production
- Ces règles précisent:
 - L'ensemble des données « entrées sorties » à comptabiliser à l'intérieur du périmètre
 - Les natures de fluides à comptabiliser (ex huile anhydre, gaz sec,....)
 - Les sources des données nécessaires à la réalisation du bilan: Tests de puits, Echantillonnage, ...
 - Les unités utilisées
- ▶ Dans le cas de liquide, un stock initial doit généralement être considérer STOCK INITIAL = STOCK FINAL de la période antérieure
- L'analyse du bilan matière, la répartition de la production, ... nécessitent un nombre très important d'informations
- Les sources des ces informations sont variées et surtout, les niveaux de précision différents

SOURCES DES INFORMATIONS NECESSAIRES

- L'analyse du bilan matière, la répartition de la production, ... nécessitent un nombre très important d'informations:
- ▶ Ces informations sont obtenues par des activités de mesure, d'analyse,...
- ▶ Il faut garder à l'esprit, que toutes ces informations ne présentes pas le même niveau de précision alors que toutes concourt au même objectif:

SATISFAIRE LE(S) BILAN(S)

▶ Parmi toutes les informations collectées, les plus fiables restent celles obtenues autour des bancs de comptage transactionnel car ces derniers sont soumis à des contraintes réglementaires supplémentaires



SOURCES DES INFORMATIONS: Bancs de comptage

- ▶ Etant donné les importantes conséquences financières qu'entraine une erreur de comptage lors d'une transaction commerciale, le(s) compteur(s) sont insérés dans un ensemble constituant le « banc de comptage »
- ▶ Tous les équipements positionnés dans l'environnement du compteur:
 - Améliore la précision de la mesure de la quantité transférée
 - Assure le respect des spécification : qualité du produit
 - Répondent à des exigences réglementaires.
- ▶ Réduire l'erreur relative d'un comptage de 0,2% sur un chargement de tankers de 1 000 000 bbl réduit:
 - l'erreur absolue de :

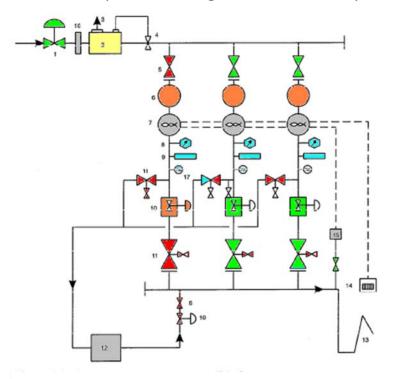
bbl

Le risque financier de

(pour 1bbl = 50\$)

SOURCES DES INFORMATIONS: Bancs de comptage

- ► Exemple: Principaux équipements sur banc de comptage huile (1/2)
 - Plusieurs lignes (n+1) de mesure
 - Un échantillonneur
 - Un « prover » ou ligne de connexions pour étalonnage)



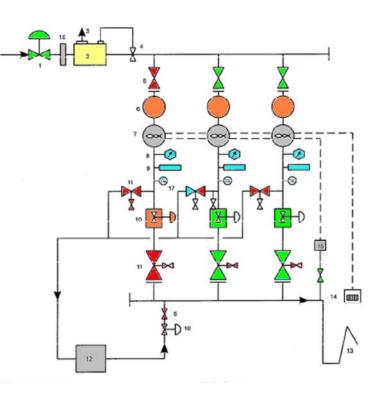


- Calculateur de débit
- Système de supervision (et reporting)
- Optionnel:
 - Densimètre en ligne
 - Analyseur d'eau dans l'huile



SOURCES DES INFORMATIONS: Bancs de comptage

- ► Exemple: Principaux équipements sur banc de comptage huile (2/2)
- Sur chacune des lignes de mesure :
 - Un filtre
 - Un débimètre (turbine généralement)
 - Une mesure de la Pression et de la Température
 - Une vanne de contrôle de débit un système d'isolement (double isolement et purge)



7

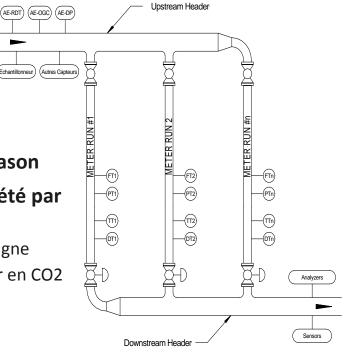
SOURCES DES INFORMATIONS: Bancs de comptage

► La philosophie d'un comptage transactionnel gaz est similaire a celle de l'huile

- Plusieurs lignes de mesure de débit:
- Mesure de pression, de température
- Système d'échantillonnage
- Calculateur de débit
- Système de supervision
- ...

Mesure par organe déprimogène ou ultrason

- Dans le cas du gaz le dispositif est complété par
 - La mesure de la masse volumique
 - Une chromatographie phase liquide CPL en ligne
 - Des analyseur de qualité (pt de rosée, teneur en CO2
 - Exemple: banc de comptage par ΔP
 - Pas de système d'étalonnage nécessaire



Configuration type avec mesure par ΔP



SOURCES DES INFORMATIONS: Le «séparateur TEST »

- ▶ Une autre source importante d'informations provient des « tests de puits »
- Cette activité permet de suivre continuellement et régulièrement le potentiel de chaque puits

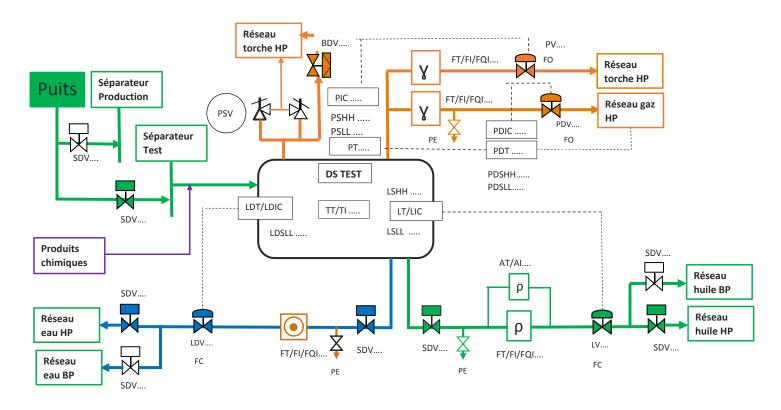
Principe du test :

- Par un jeu de vannes, le puits est sorti de la chaine commune de traitement de la production et est dirigé le sur un ballon séparateur appelé: « ballon test ».
- Après stabilisation des débits, pressions, niveaux, températures (8 à 10h minimum), on relève (enregistre) un ensemble de paramètres caractéristiques du puits testé.
- Un MPFM (Multi Phase Flow Meter) peut également remplacer le « séparateur de test »

▶ Les informations recueillies lors de ces tests sont nécessaires

- Pour les calculs de réallocation de production
- Pour calculer certains paramètres utiles au département Exploitation : GOR, CCR, WLR,...
- Au département « Réservoir-Puits » pour le suivi dans le temps de la productivité du puits

Le séparateur "TEST" – Equipements mesure et contrôle



EP - 24613_a_F_ppt_02 - Puits et Tests sur puits



SOURCES DES INFORMATIONS: Le «séparateur TEST »

Le séparateur test est munis de nombreux équipements de mesure et de contrôle

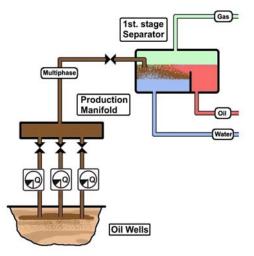


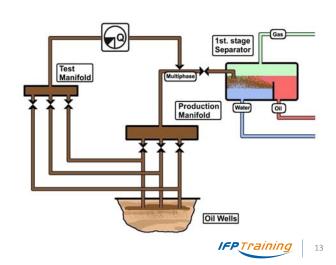
Mesure (indicateur) de niveau

- L'objectif des mesures est avant tout de d'accéder au:
 - Débit d'huile anhydre
 - Débit d'eau
 - Débit de gaz



- L'équipement « test » peut être mobile et mis en œuvre par une société de service
- ▶ Le test de puits « a gaz » est analogue mais dispose généralement d'un bollon vertical (afin de privilégier le flux gazeux)
- ▶ Le MPFM (Multi Phase Flow Meter) permet de s'affranchir du ballon séparateur, cet équipement est indispensable pour les tests de puits « Deep ofshore »





EP - 24613_a_F_ppt_02 - Puits et Tests sur puits

SOURCES DES INFORMATIONS: Le «séparateur TEST »

- Les différents débits mesurés permettent la détermination d'indicateurs spécifiques du puits (1/3) :
 - Le GOR (Gas Oil Ratio): Paramètre utilisé pour caractériser les fractions de gaz associées à un gisement d'huile

$$GOR = rac{G}{O} = rac{Qv \ standard \ gaz}{Qv \ standard \ huile}$$
 $Sm^3/Sm^3 \ ou \ SCF/STB$
 $1 \ Sm^3/Sm^3 \ = 5,62 \ SCF / STB$

• Le CGR (Condensat Oil Ratio): Paramètre utilisé pour caractériser la fraction condensats de gisement de gaz

$$CGR = \frac{O}{G} = \frac{Qv \ standard \ condensats}{Qv \ standard \ gaz}$$

Sm³/10⁶ Sm³ ou SCF/10⁶ STB

- ► Les différents débits mesurés permettent la détermination d'indicateurs spécifiques du puits (2 /3) :
 - Le **WOR** (Water Oil Ratio) qui est le rapport volumique de la production d'eau à celle de la production d'huile aux conditions standard

$$WOR = \frac{W}{O} = \frac{Qv \, standard \, eau}{Ov \, standard \, huile}$$

• Le **WLR** (Water Liquid Ratio) qui est le rapport volumique de la production d'eau à celle de la production totale de liquide (L = eau + huile) aux conditions réelles

$$WLR = \frac{W}{O+W} = \frac{Qv \ eau}{Qv \ (eau + huile)}$$
 m³/m³

IFPTraining

15

EP - 24613_a_F_ppt_02 - Puits et Tests sur puits

SOURCES DES INFORMATIONS: Le «séparateur TEST »

- ► Les différents débits mesurés permettent la détermination d'indicateurs spécifiques du puits (3/3) :
 - Le BSW = Basic Sédiments Water. Paramètre voisin du WLR sauf que les sédiments sont rajoutés à l'eau et que les volumes sont exprimés aux conditions standards
 - Le BSW est une spécification commerciale qui traduit la teneur en eau de l'huile (sédiments souvent négligés)

$$BSW = \frac{W + S}{O + W + S} = \frac{Qv \ standard \ eau \ + s\'{e}diments}{Qv \ standard \ (huile + eau) \ + s\'{e}diments}$$

Sm³/Sm³ ou SCF/STB

- ▶ Les séparateurs de test sont munis de "prises d'échantillon" (Gaz et liquides)
- Les échantillons collectés aux « conditions tests » permettent avant tout la détermination de :
 - WLR (si séparation diphasique)
 - Densité, masse volumique huile anhydre et eau
 - Composition du gaz (masse volumique)

 - NB: Le °API, beaucoup utilisé pour décrire l'huile, caractérise également la densité

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{Sp.\,gr_{60}} - 131,5$$

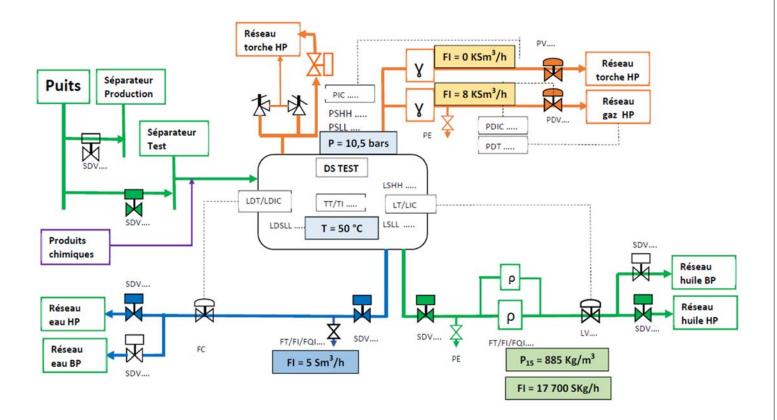
 $Sp.gr_{60}$ = densité de l'huile = masse volumique l'huile à 60°F (15,6°C) sur masse volumique eau à 60°F Attention : conditions standard dans ce cas

EP - 24613_a_F_ppt_02 - Puits et Tests sur puits



SEPARATEUR TEST: Application

- Un puits gas-lifté est orienté sur le séparateur de test, en fin de test, les informations obtenues sont les suivantes:
 - P = 10,5 bars; T = 50 °C
 - Débit d'eau = 5 Sm³/h
 - Débit d'huile = 17 700 kg/h
 - Masse volumique ρ_{15} = 885 Kg/m³
 - BSW résiduel = 0.5%
 - Sédiments = 0%
 - Débit de gas lift = 6,5 KS m³/h
 - Débit de gaz = 8 KS m³/h
- Les informations principales sont reprisent sur la représentation suivante



EP - 24613_a_F_ppt_02 - Puits et Tests sur puits



9

SEPARATEUR TEST: Application

▶ Quel est le Water cut (BSW) de l'effluent pétrolier?



▶ Quel est le GOR de ce même effluent ?

IFPTraining

- Les mesures autour du « ballon test » sont délicates:
 - Fluides saturés: risque important de changement d'état pendant la mesure
 - Pas de traitement en amont: présence d'impureté solide
- Limitation dans le choix des techniques de mesure installées
- ▶ Moindres exigences concernant l'exactitude des informations recueillies
- Nécessité de prendre avec réserve et prudence les informations obtenues autour du « séparateur test »



EP - 24613_a_F_ppt_02 - Puits et Tests sur puits

SOURCES DES INFORMATIONS: Le «Process »

- Durant toutes les étapes de traitement :
 - Stabilisation, déshydratation, dessalage de l'huile
 - Adoucissement de l'huile et/ou du gaz
 - Déshydratation du gaz
 -
- ▶ De nombreux paramètres sont contrôlés (mesurés), certains d'entre-eux peuvent être utile à la réalisation des bilans
- Exemple
 - BSW, WLR (sortie séparateur)
 - Consommation fuel gas (utilité)
- ▶ D'autres contraintes HSE fournissent également des informations comme:
 - Débit de torche
 - Consommation d'eau, rejet

SOURCES DES INFORMATIONS: la précision des mesures

- Comptage technique: «Ballon test », « process »
 - Pas d'exigences formelles pour le comptage technique
 - Mesures réservoir & puits : 5 à 10 %
 - Production champ: 1 à 5 %
- ► Comptage fiscal : transactionnel, allocation (vente + fiscalité + transfert + calcul des propriétés)
 - En conformité avec la réglementation nationale et/ou internationale , les contrats, la politique de la compagnie,.....
 - Allocation fiscale: 0,25 à 1 %
 - Comptage transactionnel: 0,15 à 1 %
 - Liquides: ≤ 0,25% voir ≤ 0,15% pour les quantités importante
 - Gaz: ≤ 0,7%
- ► Incertitudes données généralement avec un intervalle de confiance de 95%

IFPTraining

2

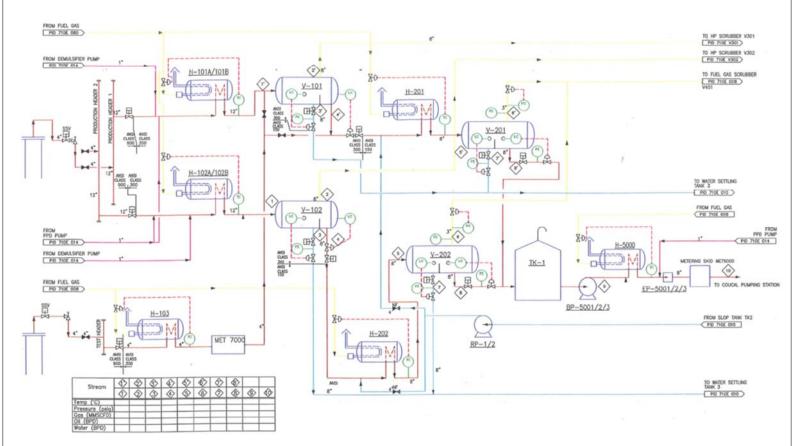


- ► La représentation des opérations réalisés fait appel à des normes qui harmonise la symbolisation des différents équipements rencontrés
- La représentation type PFD n'est pas une représentation intégrale de ce qui est installé, il s'agit de représentation simplifiée qui représente avant tout:
 - La circulation des flux
 - Les principaux équipements rencontrés: ballons, échangeurs, pompes,....
 - L'identification (TAG) de ces équipements
 - Les principales boucles de régulation (pression, température, niveau)
 - Les provenances et les destination des flux
 - Les interconnections avec les autres "process"
- ▶ Une représentation type PID permet de visualiser l'ensemble des équipements et accessoires mis en œuvre



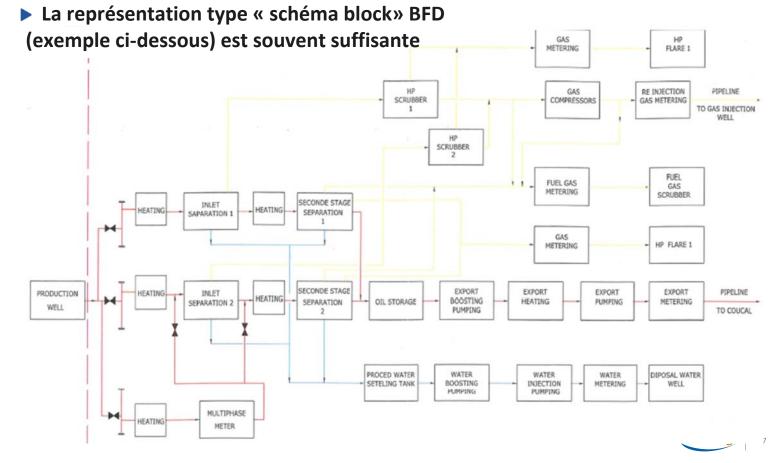
2

EXEMPLE DE SCHEMA DE TRAITEMENT HUILE PFD



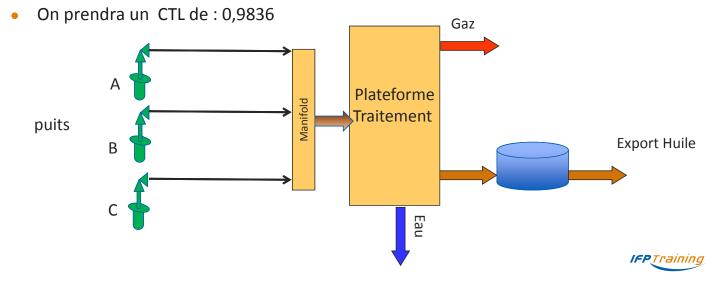
EXEMPLE DE SCHEMA DE TRAITEMENT HUILE BFD

▶ Une représentation plus « allégée » que le type PFD peut être utilisée



BILAN HUILE: Application A (part 1)

- ► Un compteur placé sur l'export à totalisé un volume de 18.450 bbl à 15°C sur les 24 dernière heures, le BSW moyen est de 0,3%
- ▶ Le jaugeage du bac de stockage à donné les informations suivante:
 - A t = 24h: volume corrigé (15°C) = 755.726 bbl
 - A t = 0 volume corrigé (15)C) = 735.354 bbl
- ▶ Quelle a été la production journalière « huile anhydre » du site



BILAN HUILE: Application A (part 1)

Calculs

- Δ stock:
 - 755.726 bbl 735.354 bbl = + 20.372bbl
- Export
 - 18.450 bbl
- Sortie huile hydratée (Gross)
 - 18.450 + 20.372 = 38.822bbl
- Sortie huile anhydre (Net)
 - $38822 \times (1 0.3/100) = 38705 \text{ bbl}$





,

BILAN HUILE: Application A (part 2)

► Les puits sont testés mensuellement



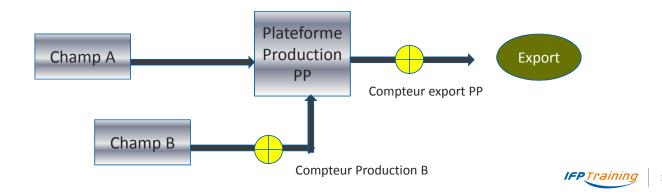
▶ Les derniers tests ont donnés les informations suivantes

PUITS	Puits A	Puits B	Puits C
Débit huile anhydre Cond. Test	10.535 bbl/j	13450 bbl/j	12.004 bbl/j
SF (Facteur de contraction)	0,95	0,98	0,94

► Calculer l'allocation de la production aux puits A B et C?

BILAN HUILE: Application B

- ▶ Le champ A est un champ mature produisant 10 000 bbls/day qui sont exportés via la Plateforme de Production **PP**.
- ▶ Un système de comptage à +/- 1% est disponible à l'export PP.
- ▶ Un nouveau champ B produisant 30 000 bbls/day d'huile standard est connecté à PP et le projet a décidé d'installer un système de comptage d'huile pour mesurer la production du champ B avec une incertitude de 1%
- ▶ La production de A est déterminée par différence entre les valeurs « Export PP » et « Comptage B ».
- Quelle sera la nouvelle incertitude associée à la production calculée de A?



BILAN HUILE: Application C

Au sein d'un périmètre d'exploitation, les informations suivantes ont été collectées

NB: Quantités exprimées en tonne

Stock initial:

Stock final:
Prélèvement consommation interne (au sein du périmètre):
Expédition sur terminal « Exportation » :
Livraison clients « locaux » :
Production « puits » :
Prélèvement pour consommation autres périmètres :
10427,953
4538,953
4538,832
2604833,045
204259,265
3822672,544
1238,950

▶ Le bilan matière autour de ce périmètre est-il vérifié ?

- Représentation schématique du secteur
- Classer les différents chiffres sous forme de tableau Entrées/sortie
- Exprimer les écarts Entrées/sortie en %



▶ Conclusion



IFPTraining

BILAN HUILE: Application C

▶ Le bilan obtenu n'est pas satisfaisant quels sont les points majeurs à vérifier ?





BILAN GAZ

Principales destinations et utilisations du gaz

- Utilités: Tout site de production nécessite pour son fonctionnement, un apport d'énergie, le gaz peut répondre à ce besoin
 - En tant que combustible ex alimentation des chaudières, fours, de turbo-alternateur,...
 - En tant que fluides technique: pour certaine applications pneumatiques (en remplacement de l'air) pour des besoins de balayage (bac de stockage, garniture mécanique, ..)
- Export: Valorisation externe du gaz en tant que combustible
- Gas-lift: injecter dans le casing de production, il permet la production de puits non éruptifs (ou insuffisamment éruptifs) NB: cette fraction de gaz se retrouve dans l'éffluent du puits: il s'agit plus d'un recycle que d'une consommation

• Injection:

- injecté dans un gas-cap il limite la chute de pression au sein du réservoir.
- Injecté dans un puits déplété, il permet de limiter le « torchage »

- ► Contrairement aux liquides, l'excédent de gaz ne se stocke pas
- ► Cet excédent doit donc être maitriser pour éviter le torchage
- ▶ De nos jours, le torchage est très réglementé, il doit tendre vers 0
 - Source de pollution pour l'environnement
 - Gâchis d'énergie fossile

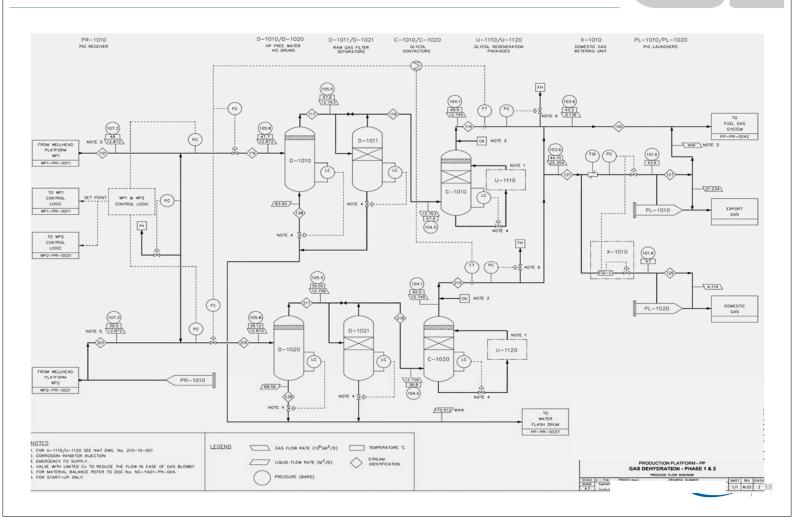






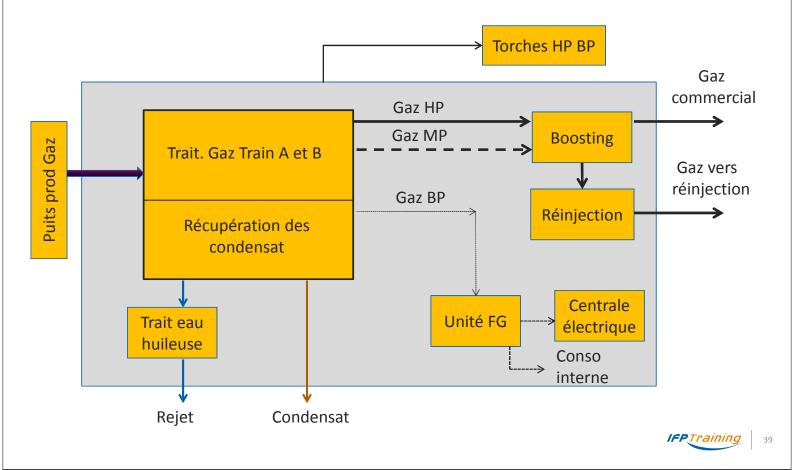
27

EXEMPLE: PFD DESHYDRATATION DE GAZ



EXEMPLE DE REPRESENTATION SIMPLIFIEE DE

TRAITEMENT DE GAZ

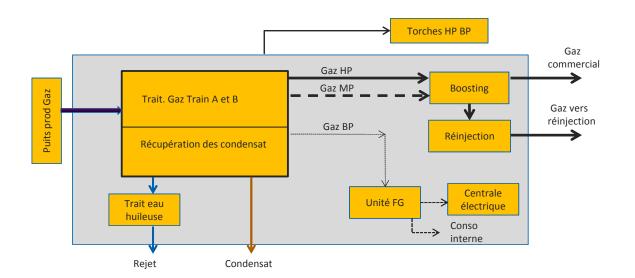


EXEMPLE DE REPRESENTATION SIMPLIFIEE DE

TRAITEMENT DE GAZ

- ▶ Le traitement du gaz consiste essentiellement à:
 - Récupérer les fractions liquides (condensat, eau)
 - Sécher la fraction gazeuse (baisse du point de rosé)
- ► La récupération des condensats permet avant tout de retirer les HC trop volatils qui auraient été entrainé
- L'opération « boosting » fourni une pression au gaz suffisamment élevée pour permettre sa commercialisation (expédition pipe) où sa réinjection
- L'unité « Fuel-gas » récupère un gaz basse pression, et assure les besoins des consommateurs tant en niveaux de pression requis et en qualité
 - Alimentation des turbine à gaz (entrainement de compresseur,...)
 - Alimentation éventuelles de capacités « balayée » (blanketing), de matériel IR
 - Alimentation de turbo alternateur pour la génération électrique
 - en garantissant qualité aire ressortir ttes les entrée et sortie donc les point de mesure

- ▶ Positionner les points de comptage nécessaire à la comptabilisation matière « Gaz » de ce secteur
- Les comptages effectués peuvent-ils avoir les mêmes critères de précisions?





BILAN GAZ: Application A

▶ Au sein de ce périmètre d'exploitation, les informations suivantes ont été collectées

NB: Quantités exprimées en Sm3

•	Production de « gaz sec » des puits producteur de gaz:	6 265 340
•	Gaz de réinjection	450 480
•	Expédition vers la vente :	5 388 320
•	Gaz transformé en liquide :	80 234
•	Fuel-gas consommation interne :	20 433
•	Fuel gas génération électrique :	260 444
•	Gaz torché	59 403

- Le bilan matière autour de ce périmètre est-il vérifié?
 - Mettre les différents chiffres sous forme de tableau Entrées/sortie
 - Exprimer les écarts Entrées/sortie en %

BILAN GAZ: Application A

▶ Calculs

▶ C'est chiffres ont-ils les mêmes niveaux de précision? (erreur relative - erreur absolue)

▶ Conclusion